

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

«Харківський політехнічний інститут»

О.В. Єфімов, В.Л. Каверцев, В.О. Дягілев

МЕТОДИ РОЗРАХУНКІВ СУЧАСНИХ МУЛЬТИПАЛИВНИХ КОТЛІВ

Навчальний посібник

**для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються
за напрямом підготовки «Енергетичне машинобудування»**

Харків
НТУ «ХПІ»

2017

УДК 621.18
Є 91

Рецензенти:

Б.С.Ільченко, д-р техн. наук, проф. Харківського національного університету міського господарства імені О.М. Бекетова

М.М.Пилипенко, д-р техн. наук, проф. інституту фізики твердого тіла, матеріалознавства та технологій НАН України

Авторський колектив:

О.В. Єфімов, В.Л. Каверцев, В.О. Дягілев

Єфімов О.В.

Є 91 Методи розрахунків сучасних мультипаливних котлів: навч.- посіб. / Єфімов О.В., Каверцев В.Л., Дягілев В.О. – Харьков: НТУ «ХП», 2017 – 110 с.

ISBN

У навчальному посібнику на основі проведених досліджень розглянуті тенденції розвитку енергетичної ситуації у світі та в Україні. Наведенні статистичні данні що до використання палива в світі та Україні, а також існуючі галузеві проблеми та шляхи їх вирішення на основі залучення альтернативних та вторинних енергетичних ресурсів. Представлені основні розрахунки мультипаливних котлів.

Навчальний посібник призначений для аспірантів, магістрів і студентів різних технічних спеціальностей, пов'язаних з теплоенергетичною галуззю знань.

Іл. 10. Табл. 13. Бібліогр.: 57 назви.

УДК 621.18

ISBN

© О.В. Єфімов, В.Л. Каверцев, В.О. Дягілев, 2017 р.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
-------------------	----------

ГЛАВА 1

Характеристика сучасного енергозабезпечення	6
1.1. Традиційні енергоносії.....	6
1.2. Відновлювальні джерела енергії.....	14
1.3. Вторинні енергетичні ресурси.....	25
Питання для самоконтролю	29

ГЛАВА 2

Аналіз показників ефективності використання паливо-енергетичних ресурсів України.....	30
Питання для самоконтролю	36

ГЛАВА 3

Опис технологічних схем і основного обладнання котельних агрегатів	
3.1. Основні теоретичні положення	37
Питання для самоконтролю	45

ГЛАВА 4

Опис котельного агрегату.....	46
4.1. Топкова камера.....	47
4.2. Перехідний газохід.....	48
4.3. Опускний газохід.....	49
4.5. Пароперегрівач.....	49
4.6. Регулювання температури перегрітої пари.....	50
4.7. Випарна поверхня.....	50

4.8. Економайзер.....	51
4.9. Барабан і сепараційні пристрої.....	52
4.10. Воздухопідігрівник.....	52
4.11. Запобіжні пристрої котла.....	53
4.12. АСУ ТП.....	53
Питання для самоконтролю	53

ГЛАВА 5

Теплогідравлічний розрахунок котла.....	54
--	-----------

ГЛАВА 6

Аеродинамічний розрахунок котла.....	62
6.1. Результат розрахунку газового тракту.....	62
6.2. Результат розрахунку повітряного тракту.....	64

ГЛАВА 7

Розрахунок на міцність.....	67
7.1. Розрахунки на міцність елементів котла, що працюють під тиском.....	67
7.2. Розрахунок стінки колектора ширмового пароперегрівача.....	68
7.2.1. Позначення.....	70
7.2.2. Розрахунок	70
Питання для самоконтролю	70

ГЛАВА 8

Розрахунок підігрівача доменного газу.....	74
8.1. Вихідні данні.....	74
8.2. Складання теплового балансу та розрахунок.....	75
8.2.1. Тепловий баланс.....	75

ГЛАВА 9

Охорона праці і навколишнього середовища.....	78
9.1. Загальні питання охорони праці.....	78
9.2. Характеристика умов експлуатації проектного об'єкту.....	79
9.3. Промислова санітарія.....	80
9.4. Виробниче освітлення.....	82
9.5. Шум, вібрація, ультразвук, інфразвук.....	84
9.6. Заходи безпеки.....	85
9.7. Пожежна безпека.....	88
9.8. Охорона навколишнього середовища.....	90
9.9. Розрахунок викидів окислів азоту.....	90
Питання для самоконтролю	97

ГЛАВА 10

Економічна оцінка та обґрунтування.....	98
10.1. Визначення інвестицій на спорудження об'єкта I_{Σ}	98
10.2. Визначення річних експлуатаційних витрат.....	98
10.3. Розрахунок величини і структури собівартості одиниці продукції.....	105
Питання для самоконтролю	106

ВИСНОВКИ.....	107
----------------------	------------

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	109
-------------------------------	------------

ВСТУП

Серед найважливіших умов сталого та пропорційного розвитку держави є вирішення проблем енергоємності виробництва та енергозабезпечення економіки, які протягом останніх років були (і залишаються) загрозою економічної, а відтак і національної безпеки. Структурні та цінові диспропорції енергетичного балансу України надзвичайно посилюють ризики стабільного енергозабезпечення країни.

Вирішення проблем енергоємності виробництва та енергозабезпечення економіки є найважливішими умовами економічного розвитку і енергетичної безпеки України. Сучасний етап світової економіки характеризується глобальною інтеграцією, як у сфері науково-технологічній, так і в сфері енергозбереження, що безпосередньо впливає на енергоємність ВВП, як однієї з фундаментальних характеристик економічного стану будь-якої країни.

У теперішній час промислова енергетика України опинилась перед фактом суттєвого подорожчання природного газу та інших традиційних енергоресурсів. Цей процес зумовив почати інтенсивні пошуки технічних рішень, які б дозволили знизити паливну складову собівартості теплової та електричної енергії. Основні напрямки, по яким ведуться науково-технічні розробки, наступні:

- заміна природного газу на тверде паливо там, де це можливо;
- економія палива та збільшення ефективності його використання.

З цією метою розробляються більш економічні котли та інші паливоспоживчі агрегати;

- використання вторинних енергоресурсів підприємств.

Для цього встановлюються котли-утилізатори за печами у металургійній та хімічній промисловості, на скловарних заводах та ін.; спалюються промислові гази (коковий, доменний, феросплавний, попутний при розробці нафтових родовищ) з виробленням теплоти та електричної енергії; спалюються горючі промислові відходи з виробленням теплоти та електричної енергії;

- впровадження енергозаощаджувальних технологій.

З цією метою встановлюються частотні приводи; застосовуються нові ефективні види теплової ізоляції; використовується збір та повернення конденсату; зменшуються втрати з продувочною водою та ін.;

- спалювання альтернативних видів палива.

Для цього створюються котли, що працюють на деревних відходах, луззі соняшника та гречки, метаноповітряній суміші, біогазі.

Метою даної роботи є аналіз актуальних проблем, які існують в даний час в промисловому секторі України, де енергозбереження суттєво залежить від виду використаного палива, а також практичні шляхи їх вирішення за рахунок удосконалення топково-пальникових пристроїв котельних агрегатів, що забезпечують сумісне спалювання різного виду палива.

В даному навчальному посібнику розглянута енергетична ситуація світового ринку та Україні. Наведенні проблеми та шляхи їх вирішення в світі та Україні. Перспективи розвитку використання альтернативних та вторинних енергетичних ресурсів. Наведена робота котла при використанні різних видів органічного палива.

ГЛАВА 1

ХАРАКТЕРИСТИКА СУЧАСНОГО ЕНЕРГОЗАБЕСПЕЧЕННЯ

1.1 Традиційні енергоносії

Особливості розвитку світового енергозабезпечення. Зростання світової економіки супроводжується значним збільшенням споживання енергоресурсів, загостренням боротьби за доступ до вуглеводневих енергоносіїв, посиленням конкуренції на енергетичних ринках. Водночас сталість світового енергозабезпечення піддається таким загрозам і викликам, як зростаючі ціни на енергоносії, інвестиційні ризики, зношеність видобувної та трубопровідної інфраструктури, виснаженість запасів традиційних енергоресурсів, зростання екологічних проблем, тощо.

Головною рисою світового паливно-енергетичного комплексу сьогодні є його поляризація: на одному полюсі – розвинені країни з високим рівнем енергозабезпечення, на другому – більшість країн, що розвиваються і знаходяться в енергетичній бідності та відсталості. Існування таких полюсів є одним із факторів підвищеної міжнародної напруги. Щорічне загальне світове енергоспоживання у теперішній час становить близько 11,8 млрд тонн нафтового еквіваленту (т н.е.). Основу світового енергетичного балансу складають вуглеводневі енергоносії - нафта, газ і вугілля. Їхня частка у світовому енергозабезпеченні становить близько 60%. Найбільший внесок має нафта – це 30,4%. На вугілля припадає 17,3, на природний газ – 13,7%. Роль відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), атомної енергії та гідроенергетики у світовому енергозабезпеченні значно менша, їхній внесок відповідно становить 8%, 18% та 14%. В енергозабезпеченні розвинених країн – членів Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР) нафта відіграє найбільшу роль – на її долю припадає 39,3%. Частка газу становить 22,6%, вугілля – 20,8%, атомної енергетики 10,6%, ВДЕ – 4,8% та гідроенергетики – 1,9%. Згідно із прогнозами світових енергетичних організацій, до 2030 року світовий

попит на первинні енергоресурси зросте приблизно наполовину у порівнянні із сьогоднішнім рівнем. 45% цього приросту буде припадати на долю Індії і Китаю, попит в енергозабезпеченні яких до 2030 року зросте більше, ніж вдвічі. Китай та Індія вже стали головним динамічним фактором світової енергетики, замикаючи на собі основний приріст споживання й породжуючи нові міжрегіональні потоки енергетичних ресурсів. Взагалі в світовій енергетичній сфері поширюються процеси глобалізації та інтеграції.

У майбутньому структура світового енергозабезпечення успадкує тенденції сьогоднішнього періоду: вуглеводневе паливо залишиться домінуючим джерелом енергії до 2030 року.

Внесок атомної енергетики зменшиться і складе приблизно 13% (у порівнянні із сьогоднішніми 18%). Частка ВДЕ становитиме 11,4%. Що стосується енергозабезпечення Європейського Союзу (ЄС), то основу його енергетичного балансу також складають вуглеводневі ресурси – 79%, з них нафта – 37%, газ – 24%, вугілля – 18%. Внесок атомної енергії становить 15%, відновлюваних джерел енергії – 6%. Залежність ЄС від імпорту газу і нафти сьогодні складає 70%. Росія займає перше місце серед постачальників газу і друге серед постачальників нафти.

За прогнозами, до 2030 року рівень енергозалежності ЄС може зрости до 90%. Це спонукає європейську спільноту до пошуку шляхів удосконалення свого енергетичного балансу. Зупинимось більш детально на показниках світового енергозабезпечення.

Сьогодні видобуток нафти у світі досяг майже 3,9 млрд т на рік. Більше 40 % її світового видобутку забезпечується країнами ОПЕК (Саудівська Аравія, Об'єднані Арабські Емірати, Кувейт, Іран, Ірак, Катар, Венесуела, Нігерія, Індонезія, Лівія, Алжир), близько 25 % - економічно розвиненими країнами (у т.ч. 11,4 % - США, 9,8 % - Європа), 8,6 % - Росія, 9,3 % - Південна і Центральна Америка, 4,7 % - Китай. У країнах ОПЕК зосереджено близько 80% світових запасів нафти.

На світовому нафтовому ринку обертається близько 57% всього видобутку сирої нафти, що формує величезні міжрегіональні потоки цього енергоносія. Попит на сиру нафту формується, головним чином, на трьох великих регіональних ринках. Близько 30% світового видобутку нафти споживається в Північній Америці, майже 27% - у країнах АТР (у тому числі 8,1% - у Японії й 5,2% - у Китаї) і більше 22% - у Європі [1].

Очікується, що споживання нафти у світі буде зростати. Оскільки значного зростання власного споживання нафти в основних країнах її видобутку не прогнозується, збільшення світового попиту на нафту обумовить значне збільшення її імпорту, який може зрости на 50-60 %, тобто перевищить 3,0 млрд т (замість сьогоднішніх 2,3 млрд т). Основний приріст попиту на імпорт нафти очікується в країнах, що розвиваються, де він може зрости в 2,5-2,8 рази, у той час як імпорт нафти розвиненими країнами зросте лише на 30-35%.

Прогнозується, що основний приріст попиту на нафту буде задовольнятися країнами ОПЕК (до 90% приросту), у результаті чого, їхня частка у світовій торгівлі нафтою зросте з 69% до 78-80 %.

У багатьох галузях промисловості альтернативою нафти може стати природний газ. Сьогодні видобуток блакитного палива здійснюється майже в 100 країнах світу, а споживають його понад 110 держав. Крім того, більш 20% світової електроенергії виробляється за рахунок газу.

Поклади газу у світі складають близько 172 трлн куб. м. Найбільші запаси цього палива мають Росія (47 трлн куб. м), Іран (26,69 трлн куб. м) і Катар (25,77 трлн куб. м), далі йде Саудівська Аравія та ін. Ці ж країни є основними виробниками й експортерами газу.

Основним ринком збуту природного газу залишаються США. Частка США у світовому споживанні блакитного палива – 24,3% від загального обсягу. Проте запаси країни складають лише 3,1% від світових. На думку аналітиків, США є також одним з найбільш перспективних ринків зрідженого природного газу (ЗПГ) у світі. Схожа ситуація й у Західній Європі, де попит на блакитне

паливо, за прогнозами експертів, буде щорічно збільшуватися на 2%. Як відомо, ці держави володіють досить незначними (менш 4% від світового обсягу) запасами природного газу. Зростаючі потужності західноєвропейської промисловості призведуть до підвищення рівня постачань вуглеводнів з інших країн і зроблять ЄС ще більш залежним від імпорту. Збільшенню попиту на газ в Європі сприятиме також відмова деяких країн від ядерної енергетики. Обсяги використання енергоносія зростуть в регіоні з 420 до 730 млрд куб. м у 2025 р. Цей фактор можна віднести до ключових факторів, які визначають не лише енергетичну політику окремих європейських країн, але й зовнішню енергетичну політику ЄС взагалі.

Ще одним великим ринком збуту природного газу є країни Азії, що розвиваються. У першу чергу, це Китай, а також Корея й Індія. Очікується, що споживання блакитного палива у цьому регіоні буде щорічно збільшуватися на 3,5%. Японія також є одним з найбільших споживачів природного газу в Азії. У період з 1990 до 2003 рр. споживання цього виду палива в країні збільшилося на 24%. Цей фактор добре усвідомлює керівництво Росії і вдало використовує його в своїй енергетичній політиці.

Підвищується також і роль вугілля у світовому енергозабезпеченні. Світові запаси вугілля сьогодні складають 1083 млрд т. При цьому майже 25% від всього обсягу зосереджено в США, пострадянських країнах -23% і Китаї - 12%. На Австралію, Індію, Німеччину і Південну Африку припадає ще 30% світових покладів. Щорічний світовий видобуток вугілля на сьогодні досяг рівня 4,6 млрд т і, за прогнозами, незабаром перевищить позначку у 5 млрд т. Першість тут належить Китаю, що добуває близько 1,4 млрд т вугілля на рік і більшу частину його сам же і споживає в зв'язку зі швидким зростанням економіки. Обсяги світової торгівлі вугіллям є порівняно невеликими, але все ж таки вони зростають на кілька відсотків на рік. У 2004 р. міждержавні постачання склали трохи більше 700 млн т, а це лише 15% від загального споживання вугілля. Передбачається, що до 2025 р. імпорт вугілля перевищить 900 млн т. Структура вугільного ринку останнім часом змінилася. Якщо Китай,

Колумбія й Індонезія нарощують видобуток, то такі країни, як США, Канада і Польща, або зафіксували видобуток на постійному рівні, або знижують його. У США така ситуація обумовлена тим, що зростання американської економіки і споживання електроенергії є невеликим, а в Польщі йдуть реформи і закриваються нерентабельні шахти, що супроводжується падінням виробництва.

Перше місце в рейтингу експортерів вугілля займає Австралія, друге – Індонезія. Китай займає третє місце, у п'ятірку основних експортерів входять також Південна Африка і Росія. Очікується, що споживання вугільного палива буде зростати у всіх основних регіонах світу, крім Європи, яка перейшла на більш екологічно чисті види палива. Основне зростання попиту припадає на країни Азії, які сьогодні використовують 40% світового видобутку вугілля, яке є для них домінуючим видом палива. З інших частин світу в цей регіон надходить понад 300 млн. т вугілля на рік і до 2010 року, як очікується, ця цифра зросте на третину. Прогнозується, що близько 70% росту споживання будуть забезпечувати Китай і Індія. Частка США в загальносвітовому споживанні вугілля прогнозується на рівні 20%. Сьогодні 65% цього твердого палива йде на потреби електроенергетики (у структурі енергоносіїв, що використовуються для виробництва електроенергії, вугілля займає близько 40%), а 20% – на коксування. Частка коксівного вугілля буде знижуватися у зв'язку з технологічним переозброєнням металургійної промисловості.

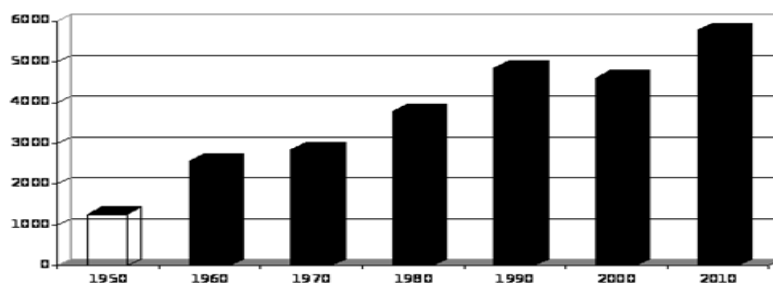


Рисунок 1.1 – Обсяги світового видобутку вугілля, млн. тон

Наведені дані свідчать про те, що на початку ХХІ сторіччя відбувається корінна зміна географії світового енергоспоживання, що є наслідком втрати розвиненими країнами першості в загальному споживанні енергії і її переходу до країн, що розвиваються.

За даними Міжнародного енергетичного агентства, при існуючих темпах споживання енергоресурсів розвіданих рентабельних запасів нафти вистачить на 30-40 років, газу – до середини сторіччя, а вугілля – на 300-400 років. Разом з тим відчувається нестача потужностей з видобутку нафти, а також з нафтопереробки та транспортування.

Світові викиди вуглецю (CO_2), що пов'язані з діяльністю паливо-енергетичного комплексу, будуть зростати – до 2030 року вони збільшаться на 55% від сьогоднішнього рівня і складуть 40 Гт.

Впродовж цього періоду на електроенергетику буде припадати половина від світових викидів. Зниження рівня забезпеченості глобальної економіки запасами нафти й газу, а також кризовий стан навколишнього середовища викликає стурбованість світової спільноти. В цих умовах позначився інтерес промислово розвинених споживачів до пошуку шляхів більш ефективного використання наявної ресурсної бази, розширення джерел енергозабезпечення та енерготехнології. Сьогодні зростає вагомість проектів з виробництва та постачань скрапленого природного газу, розвитку альтернативних джерел енергії та водневої енергетики, спостерігається відновлення інтересу до атомної енергетики.

Що стосується відновлюваних джерел енергії, то їхня загальна частка у світовому енергозабезпеченні до 2030 року практично не зміниться (буде залишатися на рівні 11,4%). При цьому частка біомаси зменшиться у зв'язку із заміною її на більш сучасні види палива у країнах, що розвиваються. Так звані “нові” ВДЕ (енергія сонця, вітру, геотермальна енергія та ін.) в загальному обсязі будуть розвиватися значно швидше, ніж будь-яке інше джерело енергії. Подальший розвиток ВДЕ пов'язаний з удосконаленням технологій їхнього

використання та зниженням цін на отриману від них енергію на тлі подорожчання традиційних енергоносіїв.

Водночас буде зростати роль електроенергії як надзвичайно мобільного енергоносія, що виробляється із різних видів палива і легко постачається до споживачів. Майже половина росту світового споживання первинної енергії буде припадати на генерування електроенергії. Важливою характеристикою виробництва електроенергії з різних видів палива є структура її ціни, яка визначається такими складовими як паливна, експлуатаційна, інвестиційна. Така характеристика має свої особливості для кожної країни, в залежності від забезпеченості її окремими енергоресурсами.

Такого роду оцінки сьогодні набирають актуальності у зв'язку із необхідністю визначення ризиків різних видів енергетичних виробництв (з врахуванням “зовнішньої” ціни) у процесі прийняття рішень щодо змін структури паливно-енергетичних балансів на різних рівнях.

Задоволення зростаючих світових потреб у енергоресурсах потребує значних інвестицій в енергетичну інфраструктуру. За оцінками МЕА, потреби в інвестиціях з 2005 до 2030 року складуть більш 20 трлн дол. Це на 3 трлн більше, ніж передбачалося в попередньому прогнозі. Пояснюється це різким збільшенням видатків на капітальне устаткування, особливо в нафто- і газо видобуванні, 56% всіх інвестицій буде потрібно вкласти в підприємства з виробництва електроенергії, а з урахуванням видатків на паливо для електростанцій - приблизно 60% всіх інвестицій. У нафтовий сектор буде потрібно вкласти 4 трлн дол. 75% цієї суми буде спрямовано на видобуток нафти. У цьому випадку інвестиції будуть більше залежати не стільки від попиту на нафту, скільки від продуктивності родовищ. Більше половини всіх інвестицій в світову енергетику (це приблизно 10 трлн дол.) буде потрібно здійснити в країнах, що розвиваються. Тільки в Китай знадобиться інвестувати 18% усього світового обсягу коштів, або 3,7 трлн дол. Експерти МЕА попереджають, що немає ніякої гарантії того, що інвестиції будуть здійснені в повному обсязі. Багато чого буде залежати від політики конкретних держав,

геополітичних факторів, несподіваних змін вартості устаткування, цін на нафту, впровадження нових технологій та ін. Все це буде впливати на прагнення приватних і державних компаній інвестувати кошти у різні сектори енергетики, і в першу чергу, найбільших нафто- і газодобувних країн. При цьому не менше значення буде мати енергетична політика, яку будуть проводити провідні країни світу [2].

Таким чином, основними викликами в енергетичній сфері для світової спільноти є:

- зростаючий попит на енергоресурси на фоні скорочення запасів традиційних енергоносіїв та зростання цін на них;
- підвищення залежності багатьох країн від імпорту енергоносіїв;
- необхідність захисту навколишнього середовища та вирішення проблеми кліматичних змін;
- потреба у великих інвестиціях;
- політична нестабільність в країнах-постачальниках та транзитерах енергоресурсів.

Всі ці виклики є настільки значущими для майбутнього світової спільноти, що потребують розробки та впровадження в життя узгодженої глобальної енергетичної політики, яка б враховувала особливості конкретних регіонів та технічний прогрес на напрямках енергозабезпечення.

Атомну (ядерну) енергетику можна розглядати як одну з важливих підгалузей світової енергетики, яка в другій половині XX ст. стала вносити істотний внесок у виробництво електроенергії. Особливо це відноситься до тих регіонів планети, де немає або майже немає власних первинних енергетичних ресурсів. За собівартістю вироблюваної електроенергії сучасні АЕС вже цілком конкурентноздатні в порівнянні з іншими типами електростанцій. На відміну від звичайних ТЕС, що працюють на органічному паливі, вони не викидають в атмосферу парникові гази і аерозолі, що теж є їхньою гідністю.

Перші програми швидкого зростання атомної енергетики були розроблені ще в 50-60-і рр.. XX ст. в США, Великобританії, СРСР, потім у ФРН, Японії.

Але в більшості своїй вони не були виконані. Це пояснювалося, перш за все, недостатньою конкурентоспроможністю АЕС в порівнянні з тепловими електростанціями, що працюють на вугіллі, мазуті та газі.

Але вже в середині 1980-х рр.. темпи зростання атомної енергетики знову сповільнилися, в більшості країн були переглянуті і плани спорудження АЕС, і прогнози. Пояснюється це комплексом причин. Серед них - успіхи політики енергозбереження, поступове здешевлення нафти і особливо - переоцінка екологічних наслідків спорудження АЕС. Ця переоцінка сталася після аварії на американській АЕС «Три Майл Айленд» і особливо після катастрофи на Чорнобильській АЕС у 1986 р., яка торкнулася 11 областей України, Білорусії і Росії з населенням 17 млн осіб і призвела до підвищення рівня радіації в 20 країнах в радіусі 2000 км від Чорнобиля. На північному заході радіоактивні опади досягли північних районів Норвегії, на заході - р. Рейн, на півдні - Персидської затоки.

Ось чому в 1980-х рр. склалася цілком нова ситуація, і розвиток атомної енергетики світу в цілому явно сповільнився.

Загальна світова ситуація в атомній енергетиці на початок ХХІ ст. може бути охарактеризована за допомогою наступних головних показників: у 31 країні на 248 АЕС в експлуатації перебуває 441 промисловий атомний енергоблок сумарною встановленою потужністю понад 354 млн кВт (додаток 4). Такі енергоблоки виробляють 18% усієї виробленої у світі електроенергії. Сьогодні у світі будується 65 атомних реакторів, 144 реактора знаходяться у стадії проектування, запропоновані у будівництво ще 337 реакторів.

1.2. Відновлювальні джерела енергії

Загальний теоретичний потенціал відновлюваних джерел енергії ресурсів на кілька порядків перевищує сучасний рівень світового споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів. Тільки річний енергетичний потенціал сонячної радіації на поверхні Землі є у 3000 разів вищим загальної кількості

первинної енергії, що споживається в світі. Значний енергетичний потенціал мають також біомаса, вітер, геотермальна і приливна енергія. Однак при сьогоdnішньому рівні технологічного розвитку та існуючій на світових енергетичних ринках кон'юнктурі лише досить незначна їхня частка ефективно використовується. За даними МЕА, внесок відновлюваних джерел у світове енергозабезпечення становить біля 11%.

За визначенням МЕА, до відновлюваних джерел енергії належать: гідро- і геотермальна енергія, енергія сонця, вітру, приливна енергія, а також енергія горючих відходів (твердої біомаси, газу з рідкої і твердої біомаси, деревинного вугілля, відновлюваних муніципальних твердих відходів).

Внесок окремих видів відновлюваних джерел у їх загальний світовий обсяг складає: горючих відходів 80%, гідроенергії 16,3%, геотермальної енергії 3,1%, сонячної і приливної енергії 0,22% і енергії вітру 0,38%. Таким чином, серед відновлюваних джерел перше місце (в основному, для приготування їжі й обігріву) займають горючі відходи. Лідируючі позиції з їхнього використання займають країни Південної Азії і Африки, що розвиваються. Розвинені країни лідирують у використанні так званих «нових» відновлюваних джерел – енергії сонця, вітру і приливів.

Різні види ВДЕ перебувають на різних стадіях освоєння. Інтенсивно розвивається використання енергії біомаси. Остання може конвертуватися в технічно зручні види палива або використовуватися для одержання енергії шляхом термохімічної (спалювання, піроліз, газифікація) і (або) біологічної конверсії. При цьому використовуються деревинні й інші рослинні та органічні відходи, у тому числі міське сміття, відходи тваринництва й птахівництва. При біологічній конверсії кінцевими продуктами є біогаз і високоякісні екологічно чисті добрива. Цей напрямок має значення не тільки з погляду виробництва енергії. Мабуть, ще більшу цінність він становить з позицій екології, тому що вирішує проблему утилізації шкідливих відходів.

Особливою сферою впровадження ВДЕ є застосування біопалива на транспорті. Основними видами такого пального є біоетанол та біодизель.

Біоетанол – це спирт, який виробляється з цукрової тростини, буряка, зерна, целюлози тощо. Технологія виробництва – така ж, як у “горільчаному” виробництві спирту, головні відмінності – спрощена процедура дистиляції, масштаби виробництва (значно більші), підвищена енергоефективність.

У своїй більшості етанол виробляється з кукурудзи та цукрового буряка. Використання кукурудзи є характерним для США та частини Європи (де вона дає добрі врожаї), цукрової тростини – для Південної та Центральної Європи. Цукрова тростина – це найкраща сировина, оскільки вона дозволяє застосовувати найпростіший й найефективніший спосіб виробництва етанолу.

Витрати на виробництво етанолу в різних регіонах залежать від типу сировини й технології переробки, а також витрат на оренду землі, оплату праці тощо. Етанол, що виробляється у Бразилії із цукрової тростини, коштує біля 0,30 дол./л бензинового еквівалента. Ціна етанолу, що виробляється в США з кукурудзи, становить близько 0,60 дол./л, а вироблений із пшениці європейський етанол коштує близько 0,70-0,75 дол./л.

Біодизель – це хімічно модифікована олія, найчастіше – це метилові ефіри жирних кислот з рапсу та сої. В Америці в цьому виробництві найбільш використовується соя, в Європі – рапс. Біодизель отримують шляхом змішування 100 частин олії, 10 частин метилового спирту й 1 частини луги. Біодизель можна використовувати без будь-якої модифікації двигуна, втім, рекомендується змішувати із соляркою в пропорції 20:80, отримуючи паливо B20 (20% біодизелю).

Поки що частка етанолу та біодизелю складає трохи більше 1% від загального обсягу транспортного пального, що споживається в світі. Найбільших успіхів досягла Бразилія – вона залишається світовим лідером у виробництві етанолу. У 2010 році в цій країні обсяги виробництва етанолу досягли 15 млрд л, що перевищило половину світового виробництва. Усі заправочні станції країни продають етанол E95 та E25. У 2010 році в Бразилії працювало близько 340 цукрово- та лікєро-горілочаних заводів, які виробляли етанол. Другу позицію за обсягами виробництва й споживання етанолу

займають США - 14 млрд л у 2010 році. Виробництвом цього продукту займаються 80 заводів. Керівництво країни оприлюднило плани щодо доведення до 2020 року частки етанолу до 20%. До країн, де активно розвивається виробництво етанолу належать країни ЕС, Австралія, Китай, Індія та ін. Що стосується біодизелю, то його найбільшими виробниками є США, Німеччина, Франція, Італія.

Біоенергетика. На сьогодні найбільш швидкими темпами здатна розвиватись біоенергетика. Очікується, що енергетичне використання всіх видів біомаси здатне забезпечити щорічно заміщення 9,2 млн. т у.п. викопних палив на рівні 2030 року, в тому числі за рахунок енергетичного використання залишків сільгоспкультур, зокрема, соломи – 2,9 млн. т у.п., дров та відходів деревини – 1,6 млн. т у.п., торфу – 0,6 млн. т у.п., твердих побутових відходів – 1,1 млн. т у.п., одержання та використання біогазу – 1,3 млн. т у.п., виробництва паливного етанолу та біодизельного пального – 1,8 млн. т у.п. Загальний обсяг інвестицій у розвиток біоенергетики, для забезпечення таких темпів нарощування, складе до 2030 року близько 12 млрд. грн.

Біомаса це найстаріша форма відновлюваної енергії, що використовувалась людством, переважно у формі спалювання деревини для забезпечення виробництва теплової енергії. Безпосереднє спалювання достатньо поширене до теперішнього часу. При безпосередньому спалюванні отримують теплоту безпосередньо для опалення або різноманітних технологічних процесів або використовують отриману теплоту для виробництва електроенергії. Парові котли, які використовують біомасу, мають типову потужність в діапазоні 20- 50 Мвт. Хоча існують технологічні можливості досягнення паровими установками на біомасі ефективності понад 40% , ефективність типових промислових установок зараз знаходиться в межах 20%. Таке використання біомаси має негативні і позитивні сторони. З одного боку при спалюванні виділяються токсичні гази, з іншого боку сільськогосподарські та інші відходи утилізуються і виробляється енергія.

Технологія сумісного спалювання передбачає, що біомаса заміщує частину звичайного палива в існуючій енергетичній установці. Часто це деревина яку додають (в кількості 5 – 15%) до вугілля при парогенерації. Така технологія широко використовується в США. Електрогенеруючі компанії проводять дослідження щодо поширення цієї технології і пов'язаними з цим проблемами. Сумісне спалювання виявляється більш економічно ефективним ніж будівництво нової установки на біомасі тому що більшість існуючих установок можуть працювати в такому режимі без значних модифікацій. У порівнянні з вугіллям, яке замінюється, біомаса при спалюванні утворює менше SO₂, NO_x та інших забруднень. Після регулювання парогенератора втрат потужності при сумісному спалюванні не відбувається. Це дозволяє перетворювати енергію біомаси в електричну з високою ефективністю (в межах 33 – 37%) сучасних вугільних станцій.

Піроліз – процес розкладу при підвищенні температури (300 -700 °C) і відсутності кисню. Продуктом піролізу може бути тверда речовина (деревинне вугілля), рідина (піролізна олія), або суміш паливних газів. Піроліз використовувався на протязі сторіч для отримання деревинного вугілля. Останнім часом піролізна олія привертає більшу увагу тому що має більший вміст енергії ніж тверда біомаса і зручна при використанні. Подібно сирій нафті піролізна олія може легко транспортуватись і перероблятись в різноманітну продукцію. В процесі швидкого піролізу можливе отримання піролізної олії до 80% від початкової ваги біомаси, в той час як повільний піроліз забезпечує більшу кількість деревинного вугілля (35 – 40%). Головна перевага швидкого піролізу (щодо вмісту енергії, транспортування, розподілу) в тому, що виробництво пального відокремлено від енергогенерації.

Газифікація – це форма піролізу при більшій кількості повітря і вищій температурі для отримання газу. Паливний газ має більш різнобічне використання ніж біомаса. Він може використовуватись як для опалення і парогенерації, так і в двигунах внутрішнього згорання, або турбінах при виробництві електроенергії. Він може навіть використовуватись, як пальне

транспортних засобів. Газифікація – найбільш новий процес перетворення енергії біомаси що має переваги перед безпосереднім спалюванням. В техніко-економічних термінах газ може бути використаний більш ефективно в комбінованих системах що об'єднують газові і парові турбіни при виробництві електроенергії. Процес перетворення теплоти в енергію відбувається при вищій температурі ніж в паровому циклі, що робить процес перетворення термодинамічно більш ефективним. Газ очищується і фільтрується для усунення небажаних хімічних компонентів, що знімає екологічні проблеми.

Анаеробне зброджування - це біологічний процес в ході якого органічні рештки перетворюються на біогаз – зазвичай суміш метану (40 – 75%) і двоокису вуглецю. Процес базується на руйнуванні макромолекул біомаси бактеріями природного походження. Цей процес відбувається при відсутності повітря в замкнених контейнерах. Результат – біогаз і супутні продукти, що складаються з неперетравленого залишку (густий бруд) і різні розчинні субстанції. Анаеробне зброджування широко використовується для утилізації різноманітних відходів. Біогаз може використовуватись для тепло- і електрогенерації, в дизельних двигунах і двигунах, що можуть використовувати різні типи палива потужністю до 10 МВт.

Інший відомий приклад використання анаеробного зброджування - утилізація відходів тваринництва – гній змішаний з водою підігрівають і зброджують у герметичному контейнері. Об'єм контейнера може коливатись від 1 м³ до більш ніж 2000 м³.

Нетрадиційні позабалансові енергетичні ресурси. Головними напрямками збільшення використання позабалансових джерел енергії є видобуток та утилізація шахтного метану. Використання метану для виробництва теплової та електричної енергії забезпечить заміщення 5,8 млн. т у.п. первинної енергії на рівні 2030 року, близько 1 млн. т у.п. – на рівні 2011 року, водночас поліпшиться екологічний стан і стан безпеки у вуглевидобуванні. Разом з тим, цей напрям потребує детальнішого економічного обґрунтування, оскільки вугілля видобувається з великої глибини і системи дегазації вугільних пластів

на основі прийнятих у світі технологічних схем потребуватимуть значних інвестицій, що знизить конкурентноздатність використання шахтного метану. Разом з тим, можливі інші варіанти його використання, зокрема при очистці вентиляційних викидів.

Поряд з цим, передбачається подальше збільшення використання природного газу малих родовищ, газоконденсатних родовищ і попутного нафтового газу для виробництва електроенергії і теплоти. Обсяги видобутку цих ресурсів оцінюються у 830 тис. у.п. у 2030 р.

Передбачається виробництво електроенергії за рахунок надлишкового тиску доменного та природного газів, за рахунок чого можна виробити до 1,3 млрд. кВт*год у 2030 році. Економічно доцільним є також збільшення використання вторинних горючих газів промислового походження.

Найбільш швидко серед негорючих ВДЕ в світі розвивається вітроенергетика. За різними оцінками, щорічні темпи її зростання складають від 25% до 50%. Значні темпи розвитку вітроенергетики пояснюється тим, що їй властиві найменші питомі капітало-вкладення в порівнянні з іншими видами ВДЕ. Сумарна світова встановлена потужність великих ВЕУ й ВЕС, за різними оцінками, становить від 10 до 20 ГВт. Зростає не тільки сумарна потужність вітряних установок, але і їхня одинична потужність, що перевищила 1 МВт. Сьогодні вітроенергетика використовується більш ніж у 30 країнах. Світовими лідерами із застосування енергії вітру є США, Німеччина, Нідерланди, Данія, Індія. У багатьох країнах виникла нова галузь - вітроенергетичне машинобудування. Очевидно, і в найближчій перспективі вітроенергетика збереже свої передові позиції.

За даними Європейської вітроенергетичної асоціації, у 2010 року потужності ВЕС у країнах Європи в середньому становлять 10% від загального енерговиробництва. Це дає змогу заощадити 13 млрд євро, які не підуть на придбання органічного палива. Але головне, у навколишнє середовище не буде викинуто 523 млн т вуглецю, що забезпечить на третину виконання вимог Кіотського протоколу.

Наступне місце за обсягами застосування займає геотермальна енергетика. Сумарна світова потужність ГеоТЕС становить не менш 6 ГВт. Вони цілком конкурентоспроможні в порівнянні із традиційними паливними електростанціями. Однак ГеоТЕС географічно прив'язані до обмеженого числа районів, і це обмежує область їхнього поширення. Поряд з ГеоТЕС широке використання одержали системи геотермального теплопостачання. Темпи росту світової геотермальної енергетики становлять від 5 до 9%.

Останнім часом значними темпами (від 17 до 33% на рік) поширюється використання сонячної енергії. Вона використовується, в основному, для виробництва низькопотенціального тепла для комунально-побутового гарячого водопостачання й теплопостачання. Переважним видом устаткування тут є так звані плоскі сонячні колектори. Їхнє загальносвітове виробництво становить не менш 2 млн м² у рік, а виробництво низькопотенціального тепла за рахунок сонячної енергії досягло 5106 Гкал.

Значний розвиток одержав напрямок, пов'язаний з використанням низькопотенціального тепла навколишнього середовища (води, ґрунту, повітря) за допомогою теплонасосних установок (ТНУ). Економічна доцільність використання ТНУ підтверджується світовим досвідом. У ТНУ при витраті одиниці електричної енергії виробляються 3-4 еквівалентні одиниці теплової енергії, отже, їхнє застосування в кілька разів вигідніше, ніж пряме електричне нагрівання. Вони успішно конкурують і з паливними установками. В розвинених країнах сьогодні ТНУ є найбільш поширеною системою опалення та кондиціювання. Поштовхом до їх розвитку були світові енергетичні кризи 1973 та 1978 рр. На початку свого впровадження ТНУ встановлювались в будинках вищої цінової групи та підвищеної комфортності, але за рахунок застосування сучасних технологій та масового виробництва зараз ТНУ доступні середньому класу. Вони встановлюються в нових будівлях або замінюють застаріле обладнання зі збереженням або незначною модифікацією попередньої опалювальної системи. Найбільше розповсюдження ТНУ набули в США (їхня

встановлена потужність становить 4800 МВт), Швейцарії (500 МВт), Канаді (380 МВт), Швеції (377 МВт), Німеччині (344 МВт), Австрії (228 МВт) та ін.

У США щорічно виробляється біля 1 млн. теплових насосів, в Японії - біля 3 млн. У Швеції 50% всього опалення забезпечують теплові насоси, у тому числі 12% всього опалення Стокгольма забезпечують ТНУ загальною потужністю 320 МВт, що використовують тепло Балтійського моря. В 2001 році у Швейцарії в кожному третьому новозбудованому будинку встановлювався ТНУ.

В останні роки спостерігається відродження інтересу до створення й використання малих ГЕС. Вони одержують у багатьох країнах все більше поширення на новій, більш високій технічній основі, пов'язаній, зокрема, з повною автоматизацією їхньої роботи при дистанційному керуванні.

Набагато меншим є практичне застосування приливної енергії. У світі існує тільки одна велика приливна електростанція (ПЕС) потужністю 240 МВт (Ранс, Франція). Ще менше використовується енергія морських хвиль. Цей спосіб використання ВЕД перебуває в стадії початкового експериментування [2].

Загальною рисою розвитку ВДЕ є постійне зниження собівартості енергії, що виробляється, завдяки удосконаленню технологій. Так, собівартість 1 кВтг електроенергії, що виробляється ВЕУ, з 1980-х років до теперішнього часу знизилася з 0,38 дол. до 0,03-0,035 дол. У той же час, для електроенергії, що виробляється за рахунок природного газу, відповідний показник зріс з 0,015 дол. до 0,055 дол.

Інвестиції в альтернативну енергетику з кожним роком зростають і сьогодні вони становлять чверть усіх світових інвестицій в енергетичну галузь.

Однак, незважаючи на наявність значних переваг, внесок ВДЕ в заміщення органічного палива поки досить обмежений. Їхня частка в загальносвітовому енергоспоживанні становить зараз близько 8% .

Прогнози МЕА свідчать про те, що ВДЕ будуть у перспективі найбільш динамічно розвинутою кладовою світового паливно-енергетичного

господарства. Використання ВДЕ до 2030 року збільшиться майже в 5 разів, виробництво на них електроенергії зросте більш ніж на порядок. Однак їхня частка в загальному енергобалансі залишиться невеликою. Відношення використання палива на даний момент зображено на рис. 1.2 [4]

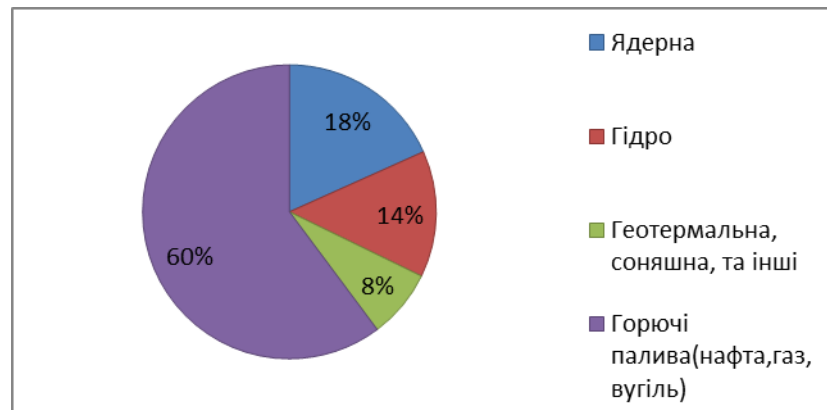


Рисунок 1.2 - Відношення використання палива у 2015 році

Причину такого становища експерти бачать в низькій конкурентоспроможності ВДЕ на ринку енергогенеруючих технологій. Поки ж питомі капітальні витрати й собівартість виробництва електроенергії на станціях на органічному паливі істотно нижчі, ніж на станціях на базі ВДЕ. До того ж нижня цінова границя питомої вартості ВДЕ характерна в основному для дослідних, а не промислових зразків установок ВДЕ, а також для практично ідеальних природних умов, які є далеко не скрізь.

Водночас технології на ВДЕ (за виключенням тих, що використовують біомасу) є без паливними. При цьому експлуатаційні витрати для технологій на ВДЕ за різними оцінками нижче експлуатаційних витрат для технологій на органічному паливі. Це означає, що собівартість виробництва електроенергії на ВДЕ визначається в основному інвестиційною складовою.

У додатку 5 наведено прогноз щодо собівартості виробництва електроенергії та питомих капітальних витрат з використанням ВДЕ та традиційної енергетики на період до 2050 р. Наведені в таблиці дані свідчать, що перспективи зниження питомих капітальних витрат у створення установок

на ВДЕ для більшості відновлюваних джерел (за винятком сонячної фотоелектрики) не дуже гарні: нижня границя вартості одиниці потужності за 45 років знизиться в середньому на 10—20%. Втім, загальновідомим є той факт, що зі зростанням випуску будь-якої продукції собівартість її знижується.

За даними МЕА, при подвоєнні потужностей ВДЕ їхня питома вартість знижується на 5% (для сонячної фотоелектрики – на 18%). Слід зазначити, що вартісні характеристики окремих ВДЕ за останні роки значно покращилися, однак стартова площадка була настільки низькою, що досягнуті результати не дозволяють забезпечити їхню бажану конкурентоспроможність. І поки що інвестори не поспішають вкладати кошти в технології, більш дорогі в порівнянні із традиційними.

Існує також ряд інших бар'єрів, які не є ні економічними, ні технічними, проте можуть відкласти або обмежити розробку й розгортання на ринку нових енергетичних технологій. Такі бар'єри можуть приймати різні форми, включаючи правила планування й ліцензування, недолік інформації й освіти, регулювання охорони здоров'я й безпеки та недолік координації в різних секторах. Реалізація на практиці існуючого потенціалу перспективних технологій вимагає уваги й подолання цих бар'єрів. Для цього необхідно зробити технологічний прорив у зниженні вартості праці й матеріалів при створенні обладнання для ВДЕ й всебічна підтримка їхнього широкого ринкового впровадження (перш за все, підтримка держави).

За висновками експертів нові нетрадиційні енергетичні технології, що існують вже сьогодні або перебувають на стадії технологічного доопрацювання, здатні направити світ до стійкого енергетичного забезпечення. Втім, для подолання перешкод на шляху їх розвитку потрібні чітко сплановані програми наукових досліджень і розробок. Це принципово важливо для розвитку багатьох нових енергетичних технологій та зниження їх собівартості. Існує нагальна потреба у стабілізації фінансування енергетичних наукових досліджень і розробок та практичної їх підтримки, у тому числі і на урядовому рівні. Урядам необхідно створити стабільне й прогнозоване правове,

нормативне й політичне середовище, що створюватиме стимули для розвитку низьковуглецевих технологій.

Таким чином, нетрадиційна енергетика є сьогодні одним з основних напрямів світового енергетичного розвитку, тому що вона є екологічно чистою (за винятком прямого спалювання біомаси), безпечною і використовує невичерпні ресурси, суттєвий потенціал котрих існує в кожній країні.

1.3. Вторинні енергетичні ресурси

Вичерпання запасів органічного палива, забруднення повітряного і водного басейнів, кислотні дощі і парниковий ефект – усе це стало в останні роки стимулом щодо розвитку відновлюваних джерел енергії та підвищення їхньої ролі у виробництві електроенергії й тепла.

Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) — це енергія різних видів, яка залишає технологічний процес чи установку і використання якої не є обов'язковим для здійснення основного технологічного процесу. Вона являє собою побічну продукцію, що за відповідного рівня техніки може бути частково або повністю використана для потреб нової технології чи енергозбереження інших процесів на тому самому підприємстві або за його межами. Нині особливо великі витрати теплоти на електростанціях, у металургійній, хімічній, нафтопереробній та нафтодобувній промисловості, у сільському господарстві та інших галузях господарства. За розрахунками, до 50 % виробленої теплоти в Україні втрачається. ВЕР поділяють на три основні групи: надлишкового тиску, горючі і теплові. ВЕР надлишкового тиску — це потенційна енергія відходів, газів, води, пари з підвищеним тиском, яка може бути використана перед викидом в атмосферу. Такі ВЕР використовують для отримання механічної і електричної енергії. Горючі ВЕР — це горючі гази і відходи одного виробництва, які можуть бути застосовані у вигляді палива в інших виробництвах (тріски, тирса, стружка в деревообробній промисловості, доменний газ у металургійній, тверді й рідкі паливні відходи в різних галузях

промисловості). Теплові ВЕР - фізична теплота відхідних газів, основної та побічної продукції виробництва, попелу і шлаків; гарячої води й пари; робочих тіл систем охолодження технологічних процесів. Теплові ВЕР можна використати для отримання теплоти, холоду, електроенергії в утилізаційних установках. Об'єм теплоенергії, виробленої за рахунок теплових ВЕР, становить близько 25 % у структурі теплоенергетичного балансу. Використання ВЕР у багатьох випадках економічно ефективне, оскільки питомі капітальні вкладення в установку для утилізації теплових ВЕР, віднесені до 1 т заощадженого палива, нижчі, ніж ціна на паливо з урахуванням його транспортування. В табл. 1.1 вказані деякі види вторинної (перетвореної) енергії та вид енергії з якого вона утворилася.

Таблиця 1.1

Види первинної і вторинної (перетвореної) енергії

Види первинної енергії	Відповідні їм види вторинної (перетвореної) енергії
1. Кам'яне і буре вугілля	Кокс, агломерати, електроенергія
2. Нафта	Бензин, гас, дизельне паливо, мазут
3. Природний газ	Енергія теплоелектростанцій
4. Вода	Гідравлічна енергія
5. Уранові і т. п. руди	Атомна енергія

У результаті енергетичного обслуговування тих чи інших процесів відпрацювали енергоносії перетворюються в теплові відходи, які можуть бути використані для енергетичних цілей. Особливо значними вторинними енергоресурсами мають промислові підприємства.

Вторинні енергоресурси досягають у ряді галузей промисловості 30-60% і більше від відповідного сумарної витрати палива (чорна та кольорова металургія, хімічні виробництва тощо). Використання вторинних енергоресурсів знижує загальні витрати палива і зменшує розміри енергоспоживання, що покривається централізованим шляхом від енергопостачальної системи.

В наступному розділі буде розглянута ситуація яка склалася на Українському ринці палив.

Питання для самоконтролю

1. Країни лідери серед постачальників енергоресурсів?
2. Процентне відношення використання виду палива у світі?
3. Що називають вторинними енергетичними ресурси?

ГЛАВА 2

АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В УКРАЇНІ

Головним напрямом енергозбереження в Україні є впровадження нових технологічних процесів, машин і устаткування, які забезпечать високий рівень виробництва з мінімальними витратами енергетичних ресурсів [5].

Основним споживачем паливно-енергетичних ресурсів в Україні є металургійні підприємства, які споживають майже 80% загальної кількості паливно-енергетичних ресурсів (рис.2.1).

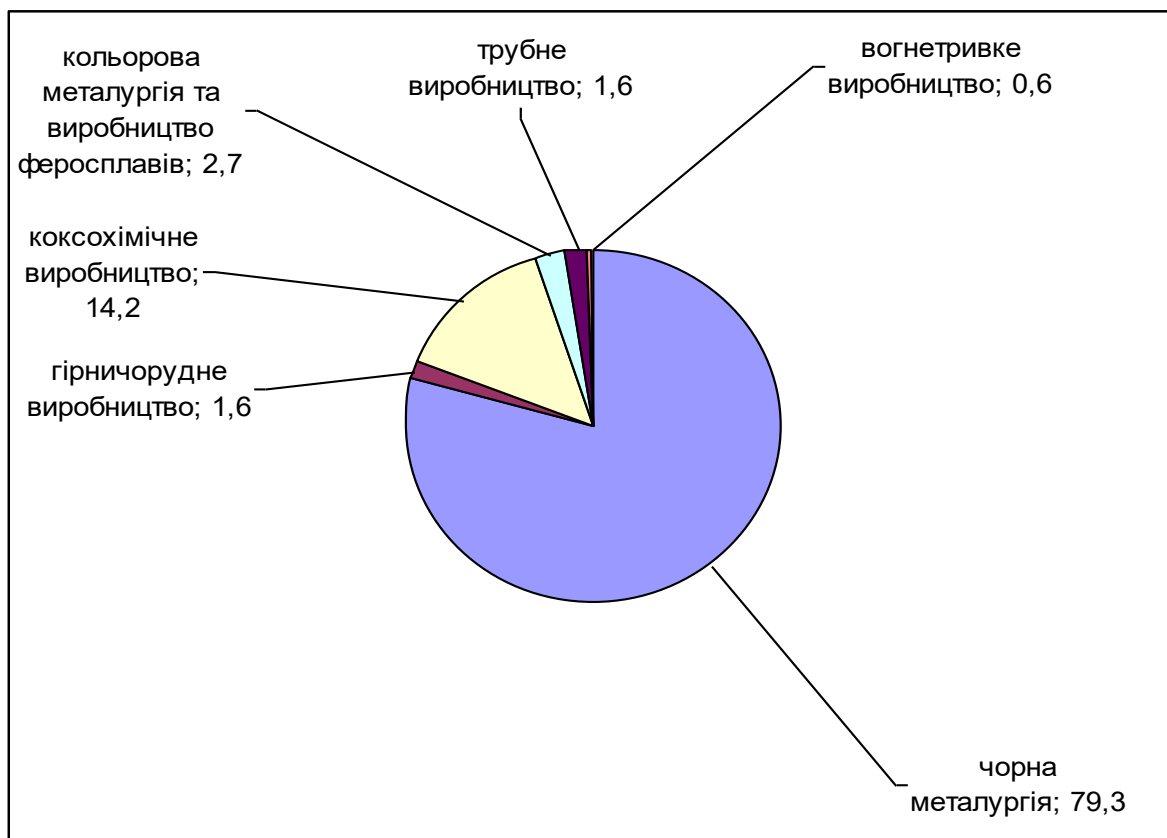


Рисунок 2.1 – Структура споживання ПЕР за галузями ГМК України.

На коксохімічних підприємствах України використовується майже 14% витрат ПЕР, у кольоровій металургії та при виробництві феросплавів - менше ніж 3%, в інших галузях - від 0,6 до 1,6%.

Основними видами палива, що використовуються на підприємствах ГМК України, є кокс та природний газ, внесок яких у загальне використання ПЕР складає 37 і 20% відповідно. Слід відзначити, що зараз на підприємствах ГМК використовується дуже значна кількість природного газу - понад 8,5 млрд. м³.

Чорна металургія не тільки споживає значну кількість енергії, але також і виробляє її у вигляді вторинних енергоресурсів (ВЕР). Металургійні підприємства є великими споживачами енергоресурсів, необхідних для здійснення технологічних процесів. Всі металургійні процеси, за своєю суттю, є процесами теплотехнологічної, пов'язаними з високотемпературним впливом на матеріали і супутніми процесами тепломасообміну і гідрогазодинаміки.

Призначення теплоенергетичного господарства металургійного підприємства полягає в забезпеченні різними видами енергії основних і допоміжних технологічних процесів. Основними енергоносіями в чорній металургії є всі види палива, електроенергія, вода, теплова енергія у вигляді пари і гарячої води, стиснене повітря, кисень, інертні гази.

Схема енергопостачання металургійного заводу представлена на 2.2. Основним первинним енергоносієм є паливо, яке надходить на завод ззовні і вироблене на заводі у вигляді вторинних енергоресурсів (ВЕР). За рахунок придбаного палива (як правило - природного газу) покривається близько 35% потреби металургійного заводу в паливі. З зовнішньої мережі металургійний завод споживає до 80% необхідної йому електроенергії, а 65% палива і 20% електроенергії виробляється на підприємстві.

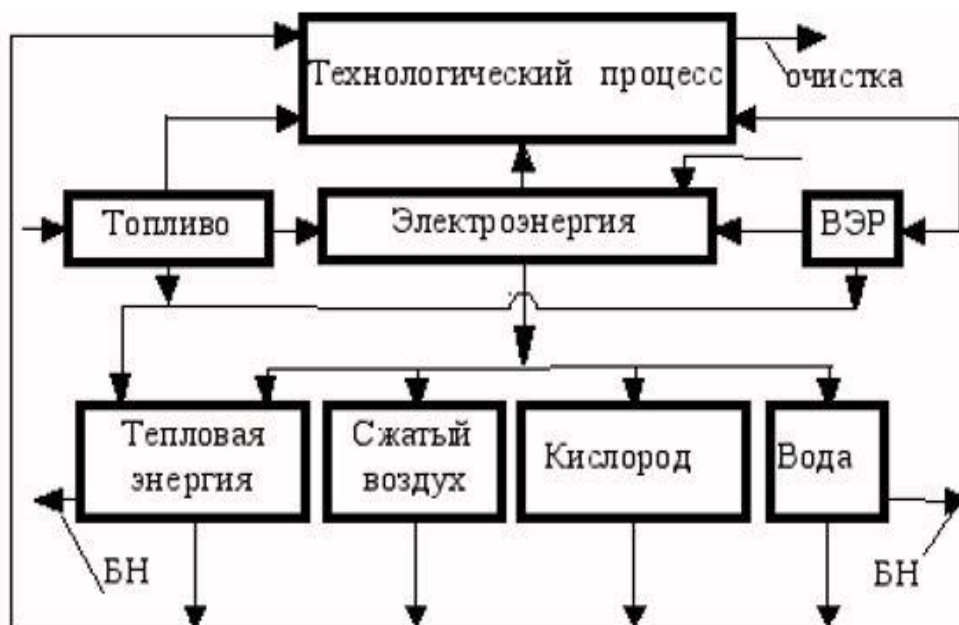


Рисунок 2.2 – Схема енергопостачання металургійного заводу

БН – побутові нужди

Доменний та коксовий газ, які відносяться до вторинних енергоресурсів (ВЕР), загалом забезпечують більше ніж чверть спожитих паливно-енергетичних ресурсів, а електроенергія - більше ніж 10%. Слід зазначити, що у чорній і кольоровій металургії та виробництві феросплавів використовуються усі види палива, у той час, як на коксохімічних підприємствах основним видом палива є коксовий газ, а у гірничорудному, трубному та вогнетривкому виробництвах в основному використовується природний газ [6].

Розміри обсягів споживання окремих видів палив які використовуються на підприємствах ГМК, наведено на рис.2.3.

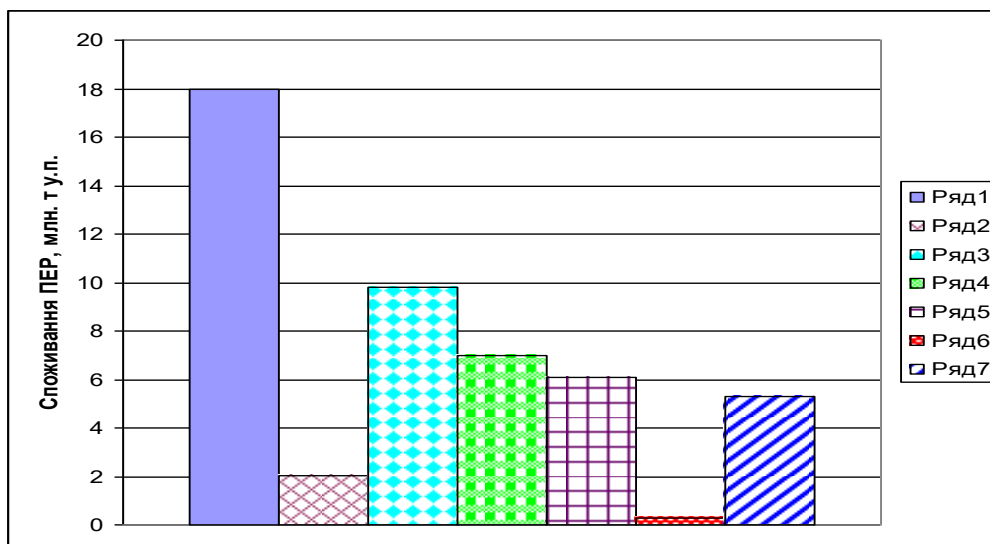


Рисунок 2.3 – Обсяги видів енергоносіїв, що використовуються, на підприємствах ГМК України

Рядки: 1 - кокс; 2 - вугілля; 3 - природний газ; 4 - доменний газ; 5 - коксовий газ; 6 - мазут; 7 – електроенергія.

Енергоємність основних виробництв ГМК України наведена у табл.2.1

Таблиця 2.4

Енергоємність продукції за основними виробництвами ГМК у 2015 р.

Галузь виробництва та основна продукція	Енергоємність виробництва продукції, кг у. п. /т
1. Чорна металургія (прокат)	1160
2. Коксохімічне (кокс)	207
3. Гірничорудне (залізорудний концентрат)	40
4. Трубне (труби сталеві)	210
5. Вогнетривке (вироби вогнетривкі)	335
6. Феросплавне виробництво	638

Наведені дані свідчать, що найбільша наскрізна енергоємність виробництва продукції серед підгалузей ГМК має місце у чорній металургії.

Враховуючи значний вплив цієї підгалузі на споживання ПЕР, слід здійснити заходи щодо зменшення витрат паливно-енергетичних ресурсів у чорній металургії.

При аналізі енергоспоживання в ГМК було встановлено, що основними причинами високої наскрізної енергоємності металопродукції є:

1) Висока енергоємність основних технологічних процесів в чорній металургії (виробництво чавуну, сталі і прокату).

2) Поганий стан основних фондів (понад 65% ОФ повністю вичерпали терміни експлуатації).

3) Низька ефективність допоміжних виробництв, перш за все, енергетичного господарства.

4) Слабке використання вторинних джерел енергії.

5) Низький рівень автоматизації та комп'ютеризації виробничих і організаційно-управлінських процесів.

Стратегія впровадження енергозберігаючих технологій та ефективного використання енергетичних ресурсів у ГМК

Основними шляхами розв'язання проблеми енергозбереження у ГМК є:

- структурна перебудова галузі з переходом на інноваційний шлях розвитку;
- підтримка ефективно працюючих виробничих потужностей та розвиток сировинної бази чорної та кольорової металургії;
- комплексний збалансований розвиток взаємопов'язаних підгалузей гірничо-металургійного комплексу;
- модернізація та технічне переоснащення підприємств галузі на основі передових досягнень світової та вітчизняної науки;
- зниження витрат матеріальних і енергетичних ресурсів при виробництві металургійної продукції, зокрема природного газу, утилізація вторинних енергетичних ресурсів, розроблення та

впровадження високоефективних екологічно чистих енерго- та ресурсозберігаючих технологій та обладнання;

- поліпшення якості сировинних матеріалів, виготовлення конкурентоспроможної металопродукції з високим рівнем доданої вартості;
- науково-технічне та інформаційне забезпечення розвитку перспективних процесів гірничо-металургійного виробництва, створення нових конструкційних і функціональних матеріалів;
- забезпечення державної підтримки при впровадженні енергозберігаючих заходів;
- введення санкцій за понад нормоване споживання енергоресурсів.

Підводячи підсумки, слід зазначити, що в металургійній підгалузі ГМК існує значний потенціал скорочення споживання ПЕР. Оцінка очікуваної економії паливно-енергетичних ресурсів від приведених вище технічних заходів демонструє, що в ГМК України є можливість істотно скоротити виробниче споживання ПЕР. Основну частку економії слід чекати в чорній металургії та коксохімічному виробництві [7].

Таким чином, проблеми, які пов'язані зі спалюванням низькокалорійних газів (ВЕР) спільно з висококалорійними паливами (природний газ, мазут) на підприємствах ГМК України, можуть бути в деякій мірі вирішені при використанні модернізованих конструкцій топково-пальникових пристроїв котельних агрегатів. Зокрема їх використання забезпечує:

- суттєве зниження кількості пальників, що спрощує схему газоповітряпроводів котельних агрегатів, підвищує надійність їх роботи, орієнтовано збільшує приблизно в 1,5–2 рази міжремонтний період роботи котлів;
- збільшення частки спалюваного доменного газу в якості ВЕР зі збереженням номінального навантаження котла;
- спрощення схеми автоматизації котла.

Для більш детального аналізу ефективності використання конструкцій топково-пальникових пристроїв мультіпаливних котельних агрегатів на підприємствах ГМК України необхідна розробка відповідних математичних моделей.

Повномасштабне впровадження енергозберігаючих технологій і заходів, дозволить одержати в гірничо - металургійному комплексі України на 2018 р. загальну економію ПЕР в об'ємі понад 9,1 млн. т у тому числі природного газу - 6,1 млрд. м³, коксу - 5,0 млн. т, електроенергії - 3,1 млрд. кВт·год. Окрім цього, додатково буде використано 5,0 млн. т вугілля.

Таким чином, споживання ПЕР скоротитися на 17,0%, природного газу - майже на дві третини. Загальні витрати енергоносіїв на виробництво чавуну, який є найбільш енергоємним напівфабрикатом у металургії, та прокату, кінцевого продукту, скоротиться більш ніж на 25%.

Завдяки скороченню споживання ПЕР в ГМК України буде скорочено відходів парникових газів (в основному CO₂) більш, ніж на 15,9 млн. т.

Передбачено упровадження енергозберігаючих заходів, у т. ч. у металургії, по гірничорудних підприємствах, по трубних підприємствах, по коксохімічних підприємствах, по підприємствах кольорової металургії і феросплавних заводах.

Таким прикладом впровадження проектів з енергозбереження на об'єктах гірничо-металургійного комплексу є спроектований котел опис та розрахунки якого наведені в наступних розділах навчального посібника.

Питання для самоконтролю

1. Хто є основним споживачем паливно-енергетичних ресурсів в Україні?
2. Опишіть види енергоносіїв, що використовуються, на підприємствах ГМК України?
3. Перелічіть основні проблеми, які склалися в галузі ГМК ?
4. Назавіть шляхи вирішення проблем які існують в даний час?

3 ОПИС ТЕХНОЛОГИЧНИХ СХЕМ І ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТИВ

3.1. Основні теоретичні положення

Сучасна виробничо-опалювальна котельня оснащена різноманітним тепломеханічного обладнання з розвиненою мережею паропроводів, трубопроводів сирої і живильної води, конденсатопроводів, дренажів. Крім котельного агрегату - основного джерела теплопостачання, в котельні встановлюються пароводяні підігрівачі мережної і гарячої води для опалення, побутового гарячого водопостачання та виробничо-технологічних потреб. Для підігріву холодної води та утилізації низькопотенційних теплових викидів встановлюються водоводяні теплообмінники. Підготовка води необхідної якості здійснюється в деаераторах і обладнанні хімводоочищення. Переміщення потоків води, повітря і продуктів згоряння відбувається за допомогою поживних і циркуляційних насосів, дуттєвих вентиляторів і димососів.

Для визначення необхідної потужності котельні та вибору основного і допоміжного обладнання виконується розрахунок теплової схеми.

Для складання і розрахунку теплової схеми необхідно мати вихідні дані: призначення даної котельні; теплоносій; вид палива; характеристику системи теплопостачання; величини теплових навантажень і параметрів теплоносія; кількість (або частку) повертається конденсату; повинна бути відома температура сирої води, що надходить в котельню, і температура води, що йде на хімводоочищення. За цими даними поетапно виробляють розрахунок принципової теплової схеми:

1) вибір або орієнтовне визначення параметрів робочого тіла на різних ділянках теплової схеми;

2) за допомогою рівнянь матеріальних балансів для потоків теплоносія і робочого тіла;

3) складання теплового балансу з урахуванням втрат тепла;

4) визначення витрати пари, води або іншого теплоносія на окремі елементи теплової схеми і уточнення повної витрати тепла з котельні;

5) визначення теплової економічності установки.

Навантаження котельні визначається як сумарна витрата тепла або пара зовнішніми споживачами з додаванням витрат на деаерацію живильним і підживлювальної води, підігрів сирі води перед водопідготовкою і втрат всередині котельні.

Якщо в котельні встановлені парові і водогрійні котли, тоді продуктивність кожної з частин котельні визначається окремо.

На рисунку 3.1 зображена принципова тепла схема опалювально-виробничої котельні, обладнаної паровими котлами, що постачає теплом закриту систему теплопостачання, що працює згідно з температурним графіком $70 \dots 150^{\circ}\text{C}$. На технологічні потреби відпускається пар низького тиску через редуційний клапан. Конденсат від технологічного споживача повертається в котельню.

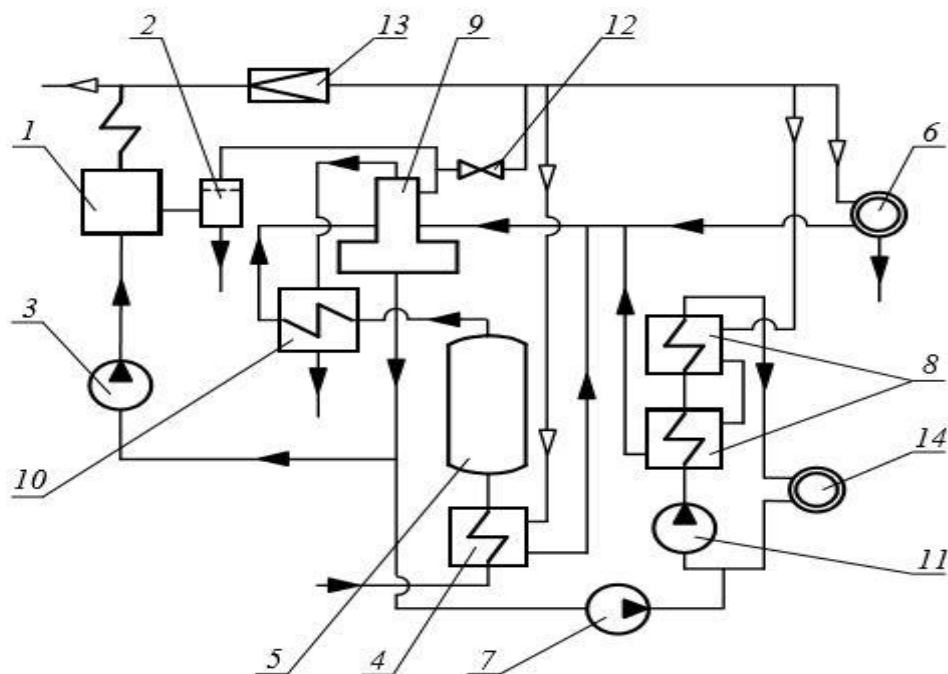


Рисунок 3.1 Принципова схема опалювально-виробничої котельні з паровим котлом для закритої системи теплопостачання:

1 - котел; 2 - розширювач (сепаратор) безперервної продувки; 3 - живильний насос; 4 - підігрівач сирі води; 5 - хімводоочищення; 6 - споживач

технологічного пара; 7 - насос для підживлення теплових мереж; 8 - підігрівач мережевої води; 9 - атмосферне деаератор; 10 - охолоджувач випару з деаератора; 11 - мережевий насос; 12 - регулюючий клапан; 13 - редуційний клапан; 14 - споживач, який використовує тепло на потреби опалення.

Паровий котел - це пристрій, в якому для отримання пара необхідних параметрів використовують теплоту, що виділяється при згорянні органічного палива. Основними елементами котла є топка і теплообмінні поверхні. Останні по протікаючим в них процесів підрозділяються на нагрівальні, випарні і пароперегрівальні, а за способом передачі теплоти - на радіаційні, конвективні і радіаційно-конвективні. До радіаційних поверхонь відносять екрани, фестони, пароперегрівачі, розташовані в топці. Радіаційно-конвективними поверхнями є ширмові поверхні нагрівання – ширмі поверхні пароперегрівача і випарні поверхні нагрівання, розташовані за топкою. Далі по ходу димових в газоходах котла розташовуються конвективні поверхні нагрівання: випарні і пароперегрівальної поверхні нагрівання, економайзери і підігрівачі повітря.

Взаємне розташування топки і газоходів, в яких розміщуються теплообмінні поверхні нагріву, тобто компоновка котла, визначається властивостями палива, що спалюється, паропродуктивністю і вихідними параметрами пари.

Розрізняють П-, Т-і N-образні і баштову компоновку котлів.

При спалюванні мазуту, природного газу, як правило, використовується П-образна компоновка (рис. 3.2, а), при якій котел має два вертикальних газоходу (топку і конвективну шахту) і з'єднує їх горизонтальний газохід. При спалюванні твердих палив дана компоновка застосовується в котлах продуктивністю до 1000 ... 1600 т / ч.

N-образна компоновка котла (рис. 3.2, б) використовується при спалюванні палив з високим вмістом в золі оксиду кальцію і лугів. Котел виконують трьох- або чотирьохходовим, з підйомної або інвертний топкою і ширмами в проміжних газоходах. Т-подібна компоновка (рис. 3.3, в), що

сприяє зменшенню глибини конвективної шахти і висоти з'єднувального газоходу, застосовується для потужних котлів (продуктивність понад 1000 т / ч), що працюють на твердих паливах. Для вугілля з високоабразивн золю Т- подібна компоновка застосовується для котлів, починаючи з продуктивності більше 500 т / год.

Для потужних котлів при спалюванні газу і мазуту або твердого палива (в тому числі і бурого вугілля з великим вмістом високоабразивн золи) може бути використана баштова компоновка котла (рис. 3.2, г) в поєднанні з відкритою і напіввідчиненої компонованнями котельні установки.

Паровой котёл как основной элемент входит в состав котельной установки, которая включает в себя:

1) топливный тракт – комплекс оборудования (дробилки, бункера, питатели сырого топлива и пыли, углеразмольные мельницы, сепараторы, транспортёры и пылепроводы) для подачи и подготовки твёрдого топлива к сжиганию;

2) пароводяной тракт, представляющий собой систему последовательно включённых элементов оборудования (экономайзер, топочные экраны и пароперегреватели), по которым перемещаются питательная вода, пароводяная смесь и перегретый пар;

3) газоповітряний тракт, що складається з послідовно розташованих повітряного і газового трактів. Перший з них включає в себе сукупність обладнання (дутьові вентилятори, коробка холодного і гарячого повітря, підігрівачі повітря і пальники) для забору повітря з атмосфери і подачі його в топку котла, другий - комплекс елементів котельної установки (топка і конвективна шахта котла, золоуловители, димососи, димова труба), за якими здійснюється рух продуктів згоряння до виходу в атмосферу.

По виду палива, що спалюється розрізняють парові котли для газоподібного, рідкого і твердого палива.

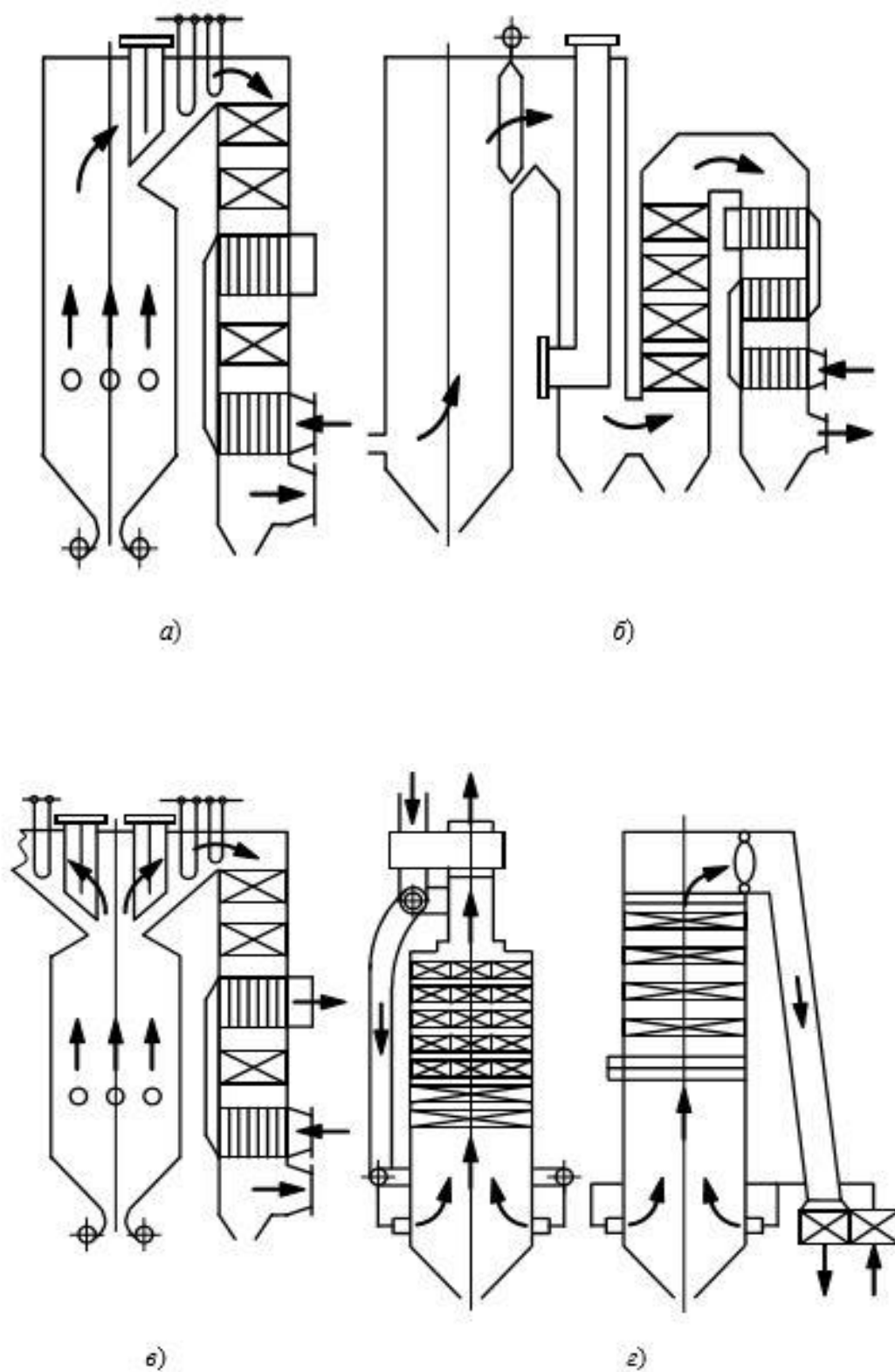


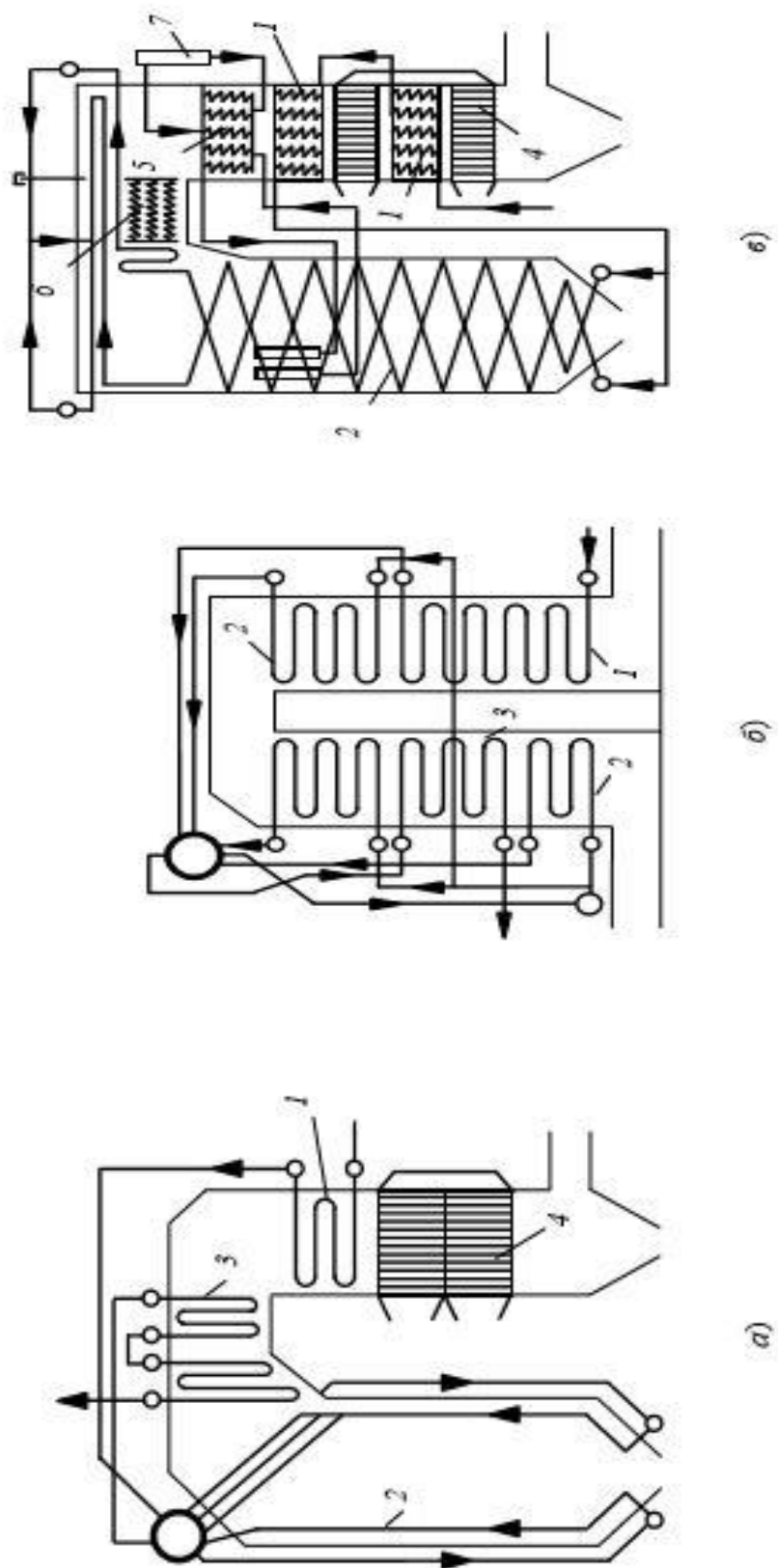
Рис. 3.2. Основні компонування котлів:
 а - П-образна; б - N-образна; в - Т-подібна; г - баштова

За фазового стану виводиться з топки шлаку - котли з твердим і рідким шлаковидаленням. За видом газоповітряного тракту котли ділять на котли з урівноваженою тягою і з наддувом. По виду пароводяного тракту - на барабанні з природньою і багаторазово примусовою циркуляцією, прямоточні і з комбінованою циркуляцією.

Переважно застосовуються котли з природньою і примусовою циркуляцією принципово відрізняються тільки організацією гідродинаміки в випарних поверхнях нагріву.

В котлах з природною циркуляцією (рис. 3.3, а) живильна вода подається насосом в економайзер, а з нього і в верхній барабан. У процесі природної циркуляції, що виникає в випарних поверхнях нагріву, що утворилася парова суміш направляється в барабан, в якому відбувається поділ пара і води. З барабана пар направляється на перегрів в пароперегрівач і потім до споживачів. При критичному тиску в котлі природна циркуляція неможлива. Це положення, а також умови надійності циркуляції в міру підвищення тиску в котлі визначили застосування котлів з природною циркуляцією при тиску до 13,8 МПа. Котли низького і середнього тиску переважно виконують з природною циркуляцією, що пояснюється менш жорсткими вимогами до якості живильної води, більш простою системою автоматизації процесів горіння і живлення і відсутністю витрат електроенергії на здійснення руху робочого середовища в випарній системі.

В котлах з багаторазової примусової циркуляцією (рис. 2.2, б) живильна вода подається насосом в економайзер і далі в барабан. У випарних поверхнях нагріву циркуляція здійснюється примусово за рахунок роботи насоса, включеного в контур циркуляції. Поділ пари і води відбувається в барабані, з якого пар направляється в пароперегрівач і далі до споживачів. Котли з багаторазової примусової циркуляцією застосовують в основному для використання теплоти газів технологічних і енерготехнологічних агрегатів для вироблення пара низьких і середніх параметрів. При високому тиску в таких котлах ускладнюються конструкції і умови роботи циркуляційних насосів, які працюють на воді з температурою понад 300 ° С.



Мал. 3.3. Типи котлів: а - барабанний з природною циркуляцією; б - з багаторазово примусовою циркуляцією; в - прямоточний; 1 - економайзер; 2 - випарні поверхні нагріву; 3 - пароперегрівач; 4 - підігрівач повітря; 5 - перехідна зона випарної поверхні нагрівання; 6 - конвективний пароперегрівач; 7 - сепаратор пара.

При тиску 13,8 МПа і вище на районних КЕС і ТЕЦ зазвичай застосовують прямоточні котли. У прямоточних котлах (рис. 3.3, в) економайзер, испарительна поверхню нагріву і пароперегрівача конструктивно об'єднані і, проходячи їх послідовно, вода нагрівається, випаровується, і пара, що утворилася перегрівається, після чого направляється до споживачів. Повне випаровування води відбувається за час однократного прямоточного проходження води в випарної частини поверхні нагрівання. Відсутність барабана в прямоточних котлах високого тиску істотно (на 8 ... 10%) знижує витрати металу на виготовлення котла в порівнянні з барабанним котлом такої ж потужності і тиску. Котли з тиском 25 МПа виконують тільки прямотруминними.

На практиці широке поширення набула класифікація, представлена на рис. 3.3



Рис. 3.4. Класифікація парових котлів

Парові котли характеризуються такими основними параметрами: номінальний паропроизводительністю, тиском, температурою пари (основного і проміжного перегріву) і живильної води.

Питання для самоконтролю

1. Основні частини парового котла?
2. Види компоновок парового котла?
3. Основні характеристики парового котла?
4. Опис роботи парового котла?

ГЛАВА 4

ОПИС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТУ

Котельний агрегат який пропонується для розрахунку в даному навчальному посібнику призначений для одержання перегрітої пари при роботі на доменному газі з підсвічуванням природним (коксовим) газом, на коксовому газі, на природному газі, на суміші цих газів і мазуті як аварійне паливо, його можна віднести до класу мультипаливних котлів.

Котел газощільний, однобарабанный, із природною циркуляцією, виконаний по П-подібному зімкнутому компонованню.

Котел складається з топки, конвективної шахти та винесеного газоходу, у якому розташований ТПП і частина економайзера.

Винесений ТПП та одна ступінь економайзера опираються на власний каркас.

Поверхня нагрівання топки і конвективної шахти підвішені до каркаса котла.

Котел має теплову ізоляцію.

Регулювання температури перегріву пари здійснюється за рахунок зміни тепловиділення по висоті топки і поверхневим пароохолодником.

Базові режими:

№1 Робота котла на доменному і коксовому (природному) газах у співвідношенні:

- 90% теплового навантаження на доменному газі;
- 5% теплового навантаження на коксовому (природному) газі;

Основні види палива - доменний і коксовий гази.

Резервний вид палива – природний газ.

Аварійне паливо – мазут.

Котел забезпечує роздільне спалювання доменного, коксового, природного газів і мазуту, а також їхнє спільне спалювання в суміші.

Основні параметри:

- Номінальна паропроодуктивність – 120 т/г при роботі на базових режимах;
- 150 т/г при роботі на природному газі;
- 100 т/г при роботі на мазуті;
- 80 т/г при роботі на коксовому газі;
- Робочий тиск у барабані – 34, кгс/см²;
- Тиск перегрітої пари - 32 кгс/см²;
- Температура перегрітої пари – 390°C;
- Температура живильної води – 103°C.

4.1. Топкова камера

Топкова камера призматичної форми має розміри в плані 5920х6940 мм. Стіни топкової камери екрановані газошільними панелями, виконаними із труб діаметром 60х5 із кроком 80 мм. Навантаження від “хлопка”, розрідження й ін. сприймаються поясами жорсткості, що охоплюють по периметру топки й котел у цілому.

На бічних стінах установлені два плоскофакельні пальники

Сумішоутворення в пальниках засновано на зіткненні струменів паливних і повітряних потоків, спрямованих одна відносно другої під кутом.

Подача повітря в пальники здійснюється через верхні й нижні сопла. У нижнє сопло пальника подається 60 % повітря , природний і коксовий гази , а також мазут. У верхнє сопло подається 40 % повітря і доменний газ.

Зміна положення максимуму температур в топці відбувається за рахунок зміни співвідношення кінетичної енергії газових потоків з верхнього і нижнього сопла при зміні теплової частки доменного газу, що впливає на температуру димових газів на виході з топки і температуру перегрітої пари. Мазутні форсунки встановлюються по осі нижніх сопел пальників.

Для можливості спостереження за факелом пальники і запальника передбачений лючок.

З метою сталої роботи пальників на доменному газі при коливаннях його тиску передбачені пальники безпеки, які швидко включаються в роботу при різкому падінні тиску доменного газу і працюють на коксовому або природному газі. Для швидкого включення в роботу пальника оснащуються власними захисно-запальними пристроями, через них постійно проходить повітря в кількості, необхідній для спалювання всього природного або коксового газу, що подається в пальнику. Подача природного або коксового газу передбачається в режимі «Відкрито-закрито».

Пальник безпеки прямоточні (без закрутки повітря).

Витрата природного газу на пальник становить 200 м³/год природного газу або 400 м³/ч коксового газу.

4.2. Перехідний газохід

Перехідний газохід котла утворений заднім екраном топки, бічними екранами і трубами пароперегрівача. У перехідному газоході розташовується вихідна щабель пароперегрівача.

4.3. Опускний газохід

У опускному газоході розташовані пароперегрівач 1-го ступеня, випарникова поверхня і економайзер. Передньою стіною опускного газоходу є задній екран топки. Задня і бічна стіни утворені газошільних панелями, які є випарними поверхнями.

4.4. Пароперегрівач

Пароперегрівач котла складається з двох ступенів і поверхневого пароохолоджувача, розташованого між ними.

Перший ступінь пароперегрівача розташована в верхній частині опускного газоходу і виконується їх труб $\varnothing 38 \times 3$ мм ст.20 розташованих в шаховому порядку. Поперечний крок становить 200 мм, поздовжній 98 мм.

Рух пара в пароперегрівачі 1-го ступеня протитечійне. Змійовики пароперегрівача 1-го ступеня зварюються в колектора $\varnothing 219$ мм, розташовані поза газоходу. Кріплення змійовиків пароперегрівача з одного боку на зацепах до задньої стінки топки котла, з іншого боку до труб заднього екрану опускного газоходу.

Другий ступінь пароперегрівача розташована в перехідному газоході і виконується з труб $\varnothing 42 \times 3$ мм сталь 20, розташованих коридорно.

Рух пара в 2-го ступеня пароперегрівача протитечійне.

Поперечний крок між трубами складає 155 мм, поздовжній 100 мм.

Змійовики пароперегрівача з одного боку зварюються у вхідний колектор, який одночасно є поверхневим пароохолоджувачем.

З протилежного боку змійовики пароперегрівача зварюють в вихідний колектор, виконаний з труби $\varnothing 325 \times 18$ ст.20.

Кріплення пароперегрівача 2-го ступеня здійснюється за змійовиками і колектора за допомогою тяг до стельового перекриття каркаса.

Труби пароперегрівача 2-го ступеня закривають стелю перехідного газоходу.

Поверхневий пароохолоджувач встановлений на вході пара в другий щабель пароперегрівача виконується з труби $\varnothing 426$ мм всередині якої розташовується охолоджуюча поверхня виконана з труб $\varnothing 25 \times 3$ мм. Охолоджуючої середовищем є живильна вода після 1-го пакета економайзера.

4.5. Регулювання температури перегрітої пари

Основний: Регулятор по імпульсу від температури перегрітої пари впливає на регулючі клапани, встановлені на підведення повітря до сопел пальників.

При необхідності підвищення температури перегрітої пари, спочатку розкриваються шибер на нижні сопла, потім закриваються (не більше ніж на 50%) шибер на підводі повітря до верхніх соплах пальників, до досягнення необхідної температури перегрітої пари. При необхідності зниження температури перегрітої пари на початку відкриваються шибер на підводі повітря до верхніх соплах, і при їх повному відкритті і необхідності подальшого зниження температури перегрітої пари, закривається шибер на підводі повітря на нижнє сопло, але не більше ніж на 50%. Глибина регулювання температури перегрітої пари $70 \div 100\%$.

Резервний: Регулятор спрацьовує, якщо основний регулятор температури не може забезпечити необхідну температуру перегрітої пари. При необхідності підвищення температури перегрітої пари закривається регулюючий клапан на лінії подачі води до пароохолоджувача і відкривається регулюючий клапан на лінії байпаса води повз пароохолоджувача.

При необхідності зниження температури перегрітої пари відкривається клапан на лінії подачі води і закривається на байпасі.

4.6. Випарна поверхня

Конвективна випарна поверхня виконується з труб $\varnothing 38 \times 3$ мм розташованих в шаховому порядку в опускному газоході котла. Поперечний крок між трубами складає 200 мм, поздовжній 67 мм.

Труби випарної поверхні зварюють в труби заднього екрана. Кріплення випарної поверхні здійснюється з одного боку в трубах заднього екрану

опускного газоходу з іншого боку через зачепи до заднього екрану топки. Матеріал труб випарної поверхні ст.20.

4.7. Економайзер

Економайзер котла гладкотрубний, некиплячого типу складається з чотирьох пакетів змійовиків із шаховим розташуванням труб. Труби економайзера $\varnothing 32 \times 3$ ст. 20.

Перший ступінь економайзера встановлюється в окремому газоході і складається з чотирьох пакетів включених попарно по воді. Пакети встановлюються на неохолоджувані балки, які спираються на каркас.

Труби в пакетах розташовані з поздовжнім кроком 50 мм і поперечним кроком 80 мм.

Поживна вода після перших двох пакетів економайзера включених паралельно направляється на Пароохолоджувач, а потім в наступні два пакети.

Другий ступінь економайзера встановлюється в опускному газоході і складається з чотирьох пакетів, включених попарно і спираються на неохолоджувані балки які спираються на столики, приварені до заднього екрану топки і заднього екрану опускного газоходу.

Труби в пакетах розташовані в шаховому порядку з поздовжнім кроком 50 мм і поперечним 80 мм.

Поживна вода після проходження перших двох пакетів надходить в підігрівач доменного газу, а потім в наступні два пакети, а після них барабан котла.

4.8. Барабан і сепараційні пристрої

Барабан котла з внутрішнім діаметром 1600 мм і товщиною стінки 36 мм виконується зі сталі 09Г2С. Середній рівень води в барабані розташований на

100 мм нижче його геометричній осі. Вищий і нижчий робочі рівні розташовані на відстані 50 мм від середнього рівня.

У барабані котла розміщуються сепараційні пристрої першого ступеня випаровування, які представляють собою поєднання Жалюзійні-дросельних стінок, жалюзійного сепаратора і стельових дірчастих листів.

Для контролю за рівнем води на барабані встановлені два водоуказательних приладу прямої дії, а також є прилади непрямої дії на щиті котла.

Для попередження перепитки котла в барабані встановлена система аварійного зливу.

Поживна вода в барабані котла розподіляється по всьому об'єму барабана за допомогою перфорованої труби.

Барабан обладнується системою введення і роздачі реагентів.

Сепараційними пристроями другого ступеня випаровування є 4 виносних циклону.

4.9. Воздухопідігрівник

Воздухоподогреватель - трубчастий, виконується з труб $\varnothing 51 \times 1,5$ мм і встановлюється на власному каркасі. У конструкції воздухопідігрівника передбачений захист від низькотемпературної корозії при роботі 100% навантаженні на природному газі або мазуті шляхом байпаса частини повітря повз воздухопідігрівник.

4.10. Запобіжні пристрої котла

Для захисту елементів котла, які працюють під тиском, від перевищення тиску, передбачена установка запобіжних клапанів на барабані котла в кількості 2-х штук Т-32мс-1 Ду80 і вихідному колекторі пароперегрівача

другого ступеня в кількості 4-х штук Т-32мс-1 Ду80 сумарною пропускною спроможністю не менше номінальної паропродуктивності котла.

4.11. АСУ ТП

Система призначена для забезпечення надійної, економічної й безпечної роботи котлоагрегату. У робочому діапазоні навантажень забезпечується якісне регулювання.

Питання для самоконтролю

1. Який вид циркуляції застосовується в котлі ?
2. На яких видах палива може працювати котел ?
3. Скільки застосовується пальникових пристроїв ?
4. З кількох пакетів складається перша ступінь економайзера ?

ГЛАВА 5 **ТЕПЛОГИДРАВЛИЧНИЙ РОЗРАХУНОК КОТЛА** (з допомогою програми)

ТЕ П Л О Г И Д Р А В Л И Ч Е С К И Й Р А С Ч Е Т К О Т Л А																	
Е-120/150-3.2-390 ДКГМ				ДОМЕННЫЙ ГАЗ Q = 660				Dном= 120. т/ч				D= 100. %					
ДАННЫЕ ПО ТОПЛИВУ				ДОМЕННЫЙ ГАЗ													
Теп	П о т е р и		Температура	Влаго-	Низшая	С о с т а в т о п л и в а %											
ловая	с недожогом %		град	содер.	теплота												
доля	-----		-----	газа	сгор.												
				сухой													
				массы Метан Этан Пропан Бутан Пентан Азот Угле-													
				Хим. Мех. Топл. г/м3 ккал/м3													

с мех. недожогом			водяных паров	0.30		Параметр горения	0.480
в окр. среду	0.510		Масса золы, кг/кг			Давление в топке, кг/см2	1.000
с теплом шлаков			Влагосодерж. воздуха, г/нм3	10.0		Коэф. избытка воздуха в конце топки	1.050
неучтенные			Теплота сгор. смеси, ккал/кг*	790.0		Теплонапряжение объема, мкал/м3.ч	182.3
К П Д котла	89.263		Тепло форсун. пара, =			Теплонапряжение сечения, мкал/м2.ч	2160.7
Расход топлива,			Теплота разлож. карб. =			Ср.тепл.нагрузка эф.поверх. мкал/м2.ч	61.82
т/ч (тнм3/ч)			Теплосод. топлива =	45.9		Полезное тепловыделение, ккал/кг*	912.8
на сухую массу	112.137		Тепло подогрева в калор. =	5.E-07		Тепловосприятие топки, =	219.9
на рабочую	134.223		Располагаемое тепло топл. =	835.9		Тепловосприятие газового окна, =	7.0
Расход газа на 1 кг			Параметр кокс. частиц			Степень черноты	0.580
топлива, нм3/кг			Присос в топке	0.050		Коэффициент эффективности	0.637
Общее тепло, гкал/ч	83.671		Присос в пылесистеме			Адиабатическая температура, град	1233
-----			Коэф. сохранения тепла	0.995		Темп. газов на выходе из топки, град	962

ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Номер	Имя	Номер	ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПО ТРАКТУ								Темпер. сопряж.	
имя	элемента	сопр.	-----								теплоносит., град	
-	-	-	Расход,	Скорость,	Теплосъем,	Давлен.	Перепад	Энтальпия	Перепад,		Темпер	-----
			нм3/с	м/с	кг/м2.с	ккал/кг	кг/см2	кг/см2	ккал/кг	ккал/кг	град	На входе
												На вых.
1	ВХОД1						1.00				1233	
2	+ВОЗДУХ	209	58.2			76.5	1.00		835.90	76.87	1140	
3	ТОПКА		58.2			-219.8	1.00		912.77	-221.00	1233	
4	ГХ.ФЕСТ		58.2	16.4	3.7	-30.1	1.00		691.76	-30.24	962	
5	ГХ.ППЕ-2		58.2	12.3	2.9	-70.9	1.00		661.52	-71.26	924	
6	ГХ.ГО		58.2	8.8	2.2	-3.8	1.00		590.27	-3.84	834	
7	ГХ.ППЕ-1		58.2	15.3	4.0	-75.6	1.00		586.42	-75.98	829	
8	ГХ.КП		58.2	12.3	3.9	-208.6	1.00		510.44	-209.66	731	
9	ГХ.ВЭ2-2		58.2	13.3	5.2	-38.2	1.00		300.79	-38.43	449	
10	ГХ.ВЭ2-1		58.2	12.4	5.2	-28.5	1.00		262.36	-28.60	395	
11	+ПЕРЕТОК	208	58.2			0.6	1.00		233.76	0.57	354	
12	ГХ.ТВП2		58.4	16.9	7.8	-45.4	1.00		234.33	-45.61	354	
13	+ПЕРЕТОК	206	58.4			0.2	1.00		188.72	0.24	288	
14	Присос		58.6				1.00		188.95		288	
15	ГХ.ВЭ1-2		58.6	10.2	5.2	-35.9	1.00		188.95	-36.09	288	
16	ГХ.ВЭ1-1		58.6	9.2	5.2	-34.7	1.00		152.87	-34.91	235	
17	Присос		58.6				1.00		117.96		183	
18	+ПЕРЕТОК	205	58.6			0.2	1.00		117.96	0.24	183	
19	ГХ.ТВП1		58.8	12.5	7.8	-26.0	1.00		118.20	-26.09	183	
20	+ПЕРЕТОК	203	58.8			0.05	1.00		92.11	0.05	143	

21	ВЫХОД2		59.0			-91.7	1.00		92.15			143		
ПАРОВОДЯНОЙ ТРАКТ														
Номер	Имя	Номер	ПА Р А М Е Т Р Ы Т Е П Л О Н О С И Т Е Л Я П О Т Р А К Т У										Темпер. сопряж.	
имя	элемента	сопр.											теплоносит., град	
			Расход,	Скорость,	Теплосъем,	Давлен.	Перепад	Энтальпия	Перепад,	Н/п.грев	Темпер			
-	-	-	т/ч	м/с	кг/м2.с	ккал/кг	кг/см2	кг/см2	ккал/кг	ккал/кг	% кипен.	град	На входе	На вых.
101	ВХОД3		-18.1				36.17					102		
102	ВЭ1-1	16	122.4	0.6	572.4	34.7	36.17	-0.40	102.75	31.81	-116.5	102	235	183
103	ПОВ	111	122.4			26.3	35.77		134.56	24.11		133		
104	ВЭ1-2	15	122.4	0.6	572.4	35.9	35.77	-0.40	158.67	32.89	-58.8	157	288	235
105	ВЭ2-1	10	122.4	0.6	525.5	26.5	35.37	-0.12	191.56	24.32	-34.3	189	395	354
106	ОтборQ		122.4			-33.7	35.25		215.88	-30.88		211		
107	ВЭ2-2	9	122.4	0.6	525.5	35.6	35.25	-0.25	185.00	32.57	-32.1	182	449	395
108	ИЗ.РУК	126	122.4			7158.7	35.00		217.57	48.26		213		
109	БАРАБАН		3120.0			-6680.3	35.00		265.83	403.13		241		
110	ППЕ-1	7	120.0	20.4	303.0	65.6	35.00	-0.80	668.96	61.33	61.2	241	829	731
111	ПОП	103	120.0			-26.3	34.20		730.29	-24.59		329		
112	ППЕ-2	5	120.0	31.3	392.2	64.1	34.20	-1.20	705.70	59.95	96.5	289	924	834
113	ВЫХОД4		120.0			-819.3	33.00		765.65			390		
114	ПУСТОЙ		3000.0				35.00		249.70			241		
115	ПРОДУВ	127	3000.0			-5.3	35.00		249.70			241		
116	ЭКР.ТОП	3	2997.6	5.1	4163.3	212.8	35.00		249.70	7.96	1.9%	242	1233	962
117	ФЕСТОН	4	2997.6	10.0	4163.3	34.4	35.00		257.66	1.29	2.2%	241	962	924
118	Доп.Фест	4	2997.6	15.1	6077.9	2.8	35.00		258.95	0.10	2.2%	241	962	924
119	Доп.ВЭ2-	10	2997.6	15.2	6077.9	1.9	35.00		259.05	0.07	2.2%	241	395	354
120	Доп.ВЭ2-	9	2997.6	15.3	6077.9	2.7	35.00		259.12	0.10	2.3%	241	449	395
121	КОТ.ПУЧ.	8	2997.6	12.4	4163.3	182.7	35.00		259.22	6.84	3.9%	241	731	449
122	Доп.КП	8	2997.6	21.4	6077.9	25.8	35.00		266.06	0.97	4.1%	241	731	449
123	Доп.ППЕ-	7	2997.6	21.9	6077.9	10.0	35.00		267.02	0.37	4.2%	241	829	731
124	ГО	6	2997.6	15.2	4163.3	3.8	35.00		267.40	0.14	4.3%	241	834	829
125	Доп.ППЕ-	5	2997.6	22.3	6077.9	6.7	35.00		267.54	0.25	4.3%	241	924	834
126	КОН.РУК	108	2997.6			-7158.5	35.00		267.79			241		
127	ВЫХОД5		2.4			-5.3	35.00		249.70			241		

ВОЗДУШНЫЙ ТРАКТ														
Номер	Имя	Номер	ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПО ТРАКТУ										Темпер. сопряж.	
имя	элемента	сопр.											теплоносит., град	
-	-	-	Расход,	Скорость,	Теплосъем,	Давлен.	Перепад	Энтальпия	Перепад,		Темпер		На входе	На вых.
			нм3/с	м/с	кг/м2.с	ккал/кг	кг/см2	кг/см2	ккал/кг	ккал/кг	град			
201	ВХОД6										25			
202	КАЛОРИФ		25.6			0.0000005			6.18		25			
203	-ПЕРЕТ.	20	25.6			-0.05			6.18		25			
204	ТВП1	19	25.4	4.4	3.5	26.0			6.18	25.38	25	183	143	
205	-ПЕРЕТ	18	25.4			-0.2			31.56		127			
206	-ПЕРЕТ	13	25.2			-0.2			31.56		127			
207	ТВП2	12	25.0	9.2	5.2	45.4			31.56	45.04	127	354	288	
208	-ПЕРЕТ	11	25.0			-0.6			76.60		303			
209	ВЫХОД7		24.9			-76.6			76.60		303			

Номер	элемента	-	3/116	4/117	4/118	5/112	5/125	6/124	7/110	7/123	8/121	8/122
Имя	пакета	-	ЭКР.ТОП	ФЕСТОН	Доп.Фест	ППЕ-2	Доп.ППЕ-	ГО	ППЕ-1	Доп.ППЕ-	КОТ.ПУЧ.	Доп.КП
КОНСТРУКТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ=====												
1	Тип пучка	-	Радиац.	Шахмат.	Дополн.	Коридор	Дополн.	Коридор	Шахмат.	Дополн.	Шахмат.	Дополн.
2	Характер тока	-		Прямот.	Против.	Против.	Против.	Против.	Против.	Против.	Против.	Против.
3	Материал	-	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20
4	Поверхность нагрева	м2	378.0	50.0	4.0	178.0	16.0	16.7	162.0	22.9	715.0	101.0
5	Наружный диаметр трубы	мм	60.0	60.0	60.0	42.0	60.0	60.0	38.0	60.0	38.0	60.0
6	Толщина стенки трубы	мм	5.0	5.0	5.0	3.5	5.0	5.0	3.0	5.0	3.5	5.0
7	Живые сечения греющ.	м2	41.00	15.78	15.78	20.00	20.00	26.70	14.70	14.70	15.00	15.00
8	для прохода т/н обогр.	м2	0.200	0.200	0.137	0.085	0.137	0.200	0.110	0.137	0.200	0.137
9	Поперечный шаг	мм		240.0		155.0		60.0	200.0		200.0	
10	Продольный шаг	мм		200.0		100.0		60.0	98.0		67.0	
11	Число рядов труб	-		3		8		1	8		72	
12	Длина трубы	м	59.8	2.6	0.9	16.0	3.5	0.9	9.9	5.1	23.7	23.5
13	Козф. использования	-		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
14	Козф. неравномерности	-	1.0224									
15	Козф. загрязнения	*4)	0.636	0.850		0.850		0.850	0.850		0.850	
16	Перепад давления	*3)	-0.001	-0.001	-0.00010	-1.20	-0.00010	-0.001	-0.80	-0.00010	-0.001	-0.00010
ПАРАМЕТРЫ ГРЕЮЩЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ=====												

17 Доля трехатомных газов	-		0.214	0.214	0.214	0.214	0.214	0.214	0.214	0.214	0.214	0.214
18 Доля водяных паров	-		0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160
19 Объем газов	нм3/кг т		1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690
20 Концентрация золы	кг/кг											
21 Относительный расход	-		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
22 Избыток воздуха	-		1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
23 Эф. толщина изл. слоя	м		4.390	0.863	0.863	0.385	0.385	0.015	0.557	0.557	0.370	0.370
24 Степень черноты потока	-		0.468	0.264	0.264	0.195	0.195	0.044	0.241	0.241	0.223	0.223
25 Линейная скорость	м/с			16.4	16.4	12.3	12.3	8.8	15.3	15.3	12.3	12.3
26 Тепло- по балансу	ккал/кг		212.8	27.9	2.2	64.1	6.7	3.8	65.6	10.0	182.7	25.8
27 восприятие из топки	=			6.5	0.5							
28 Энтальпия на входе	ккал/кг		912.8	691.8	691.8	661.5	661.5	590.3	586.4	586.4	510.4	510.4
29 на выходе	=		691.8	661.5	661.5	590.3	590.3	586.4	510.4	510.4	300.8	300.8
30 приращение	=		-221.0	-30.2	-30.2	-71.3	-71.3	-3.8	-76.0	-76.0	-209.7	-209.7
31 Температура на входе	град		1233	962	962	924	924	834	829	829	731	731
32 на выходе	=		962	924	924	834	834	829	731	731	449	449
ПАРАМЕТРЫ ОБОГРЕВАЕМОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ=====												
33 Относительный расход	-		24.980	24.980	24.980	1.000	24.980	24.980	1.000	24.980	24.980	24.980
34 Весовая скорость	кг/м2.с		4163.3	4163.3	6077.9	392.2	6077.9	4163.3	303.0	6077.9	4163.3	6077.9
35 Линейная скорость	м/с		5.1	10.0	15.1	31.3	22.3	15.2	20.4	21.9	12.4	21.4
36 Энтальпия на входе	ккал/кг		249.7	257.7	258.9	705.7	267.5	267.4	669.0	267.0	259.2	266.1
37 на выходе	=		257.7	258.9	259.1	765.6	267.8	267.5	730.3	267.4	266.1	267.0
38 приращение	=		8.0	1.3	0.1	59.9	0.3	0.1	61.3	0.4	6.8	1.0
39 Температура на входе	град		242	241	241	289	241	241	241	241	241	241
40 на выходе	=		241	241	241	390	241	241	329	241	241	241
ТЕПЛОПЕРЕДАЧА=====												
41 Теплоотдача конвекцией	*6)			71.8		70.9		46.9	98.0		90.2	
42 излучением	*6)			35.6		26.0		4.7	24.4		13.8	
43 альфа-1	*6)			107.4		96.9		51.6	122.5		104.0	
44 альфа-2	*6)			39090.7		1291.1		48983.9	1124.1		48638.1	
45 Термическое сопротивл.	*4)			0.000161		0.000114		0.000154	.0000919		.0000986	
46 Козф. теплопередачи	*6)			89.0	89.0	74.8	74.8	43.5	91.3	91.3	87.2	87.2
47 Температурный напор	град			702	702	540	630	590	498	534	328	328
=====												
=====												
Номер элемента	-		9/107	9/120	10/105	10/119	12/207	15/104	16/102	19/204		
Имя пакета	-		ВЭ2-2	Доп.ВЭ2-	ВЭ2-1	Доп.ВЭ2-	ТВП2	ВЭ1-2	ВЭ1-1	ТВП1		
КОНСТРУКТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ=====												
1 Тип пучка	-		Шахмат.	Дополн.	Шахмат.	Дополн.	Шахмат.	Шахмат.	Шахмат.	Шахмат.		
2 Характер тока	-		Против.	Против.	Против.	Против.	Двух-х	Против.	Против.	Одно-х		
3 Материал	-		Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20	Ст.20		

4 Поверхность нагрева	м2	208.0	19.0	208.0	19.0	2831.0	586.0	586.0	2124.0		
5 Наружный диаметр трубы	мм	32.0	60.0	32.0	60.0	51.0	32.0	32.0	51.0		
6 Толщина стенки трубы	мм	3.0	5.0	3.0	5.0	1.5	3.0	3.0	1.5		
7 Живые сечения греющ.	м2	11.16	11.16	11.16	11.16	7.50	11.20	11.20	7.50		
8 для прохода т/н обогр.	м2	0.065	0.137	0.065	0.137	4.840	0.059	0.059	7.300		
9 Поперечный шаг	мм	80.0		80.0		70.0	80.0	80.0	70.0		
10 Продольный шаг	мм	50.0		50.0		55.0	50.0	50.0	55.0		
11 Число рядов труб	-	10		10		41	28	28	41		
12 Длина трубы	м	17.8	4.2	17.8	4.2		54.6	54.6			
13 Коэф. использования	-	1.000	1.000	1.000	1.000	0.750	1.000	1.000	0.850		
14 Коэф. неравномерности	-										
15 Коэф. загрязнения	*4)	0.850		0.850			0.900	0.900			
16 Перепад давления	*3)	-0.25	-0.00010	-0.12	-0.00010		-0.40	-0.40			
ПАРАМЕТРЫ ГРЕЮЩЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ=====											
17 Доля трехатомных газов	-	0.214	0.214	0.214	0.214	0.213	0.213	0.213	0.212		
18 Доля водяных паров	-	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.159	0.159	0.159		
19 Объем газов	нм3/кг т	1.8690	1.8690	1.8690	1.8690	1.8750	1.8810	1.8810	1.8870		
20 Концентрация золы	кг/кг										
21 Относительный расход	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
22 Избыток воздуха	-	1.050	1.050	1.050	1.050	1.057	1.065	1.065	1.072		
23 Эф. толщина изл. слоя	м	0.114	0.114	0.114	0.114	0.043	0.114	0.114	0.043		
24 Степень черноты потока	-	0.145	0.145	0.148	0.148	0.096	0.154	0.158	0.103		
25 Линейная скорость	м/с	13.3	13.3	12.4	12.4	16.9	10.2	9.2	12.5		
26 Тепло- по балансу	ккал/кг	35.6	2.7	26.5	1.9	45.4	35.9	34.7	26.0		
27 восприятие из топки	=										
28 Энтальпия на входе	ккал/кг	300.8	300.8	262.4	262.4	234.3	189.0	152.9	118.2		
29 на выходе	=	262.4	262.4	233.8	233.8	188.7	152.9	118.0	92.1		
30 приращение	=	-38.4	-38.4	-28.6	-28.6	-45.6	-36.1	-34.9	-26.1		
31 Температура на входе	град	449	449	395	395	354	288	235	183		
32 на выходе	=	395	395	354	354	288	235	183	143		
ПАРАМЕТРЫ ОБОГРЕВАЕМОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ=====											
33 Относительный расход	-	1.020	24.980	1.020	24.980	1.007	1.020	1.020	1.022		
34 Весовая скорость	кг/м2.с	525.5	6077.9	525.5	6077.9	5.2	572.4	572.4	3.5		
35 Линейная скорость	м/с	0.6	15.3	0.6	15.2	9.2	0.6	0.6	4.4		
36 Энтальпия на входе	ккал/кг	185.0	259.1	191.6	259.1	31.6	158.7	102.7	6.2		
37 на выходе	=	217.6	259.2	215.9	259.1	76.6	191.6	134.6	31.6		
38 приращение	=	32.6	0.1	24.3	0.07	45.0	32.9	31.8	25.4		
39 Температура на входе	град	182	241	189	241	127	157	102	25		
40 на выходе	=	213	241	211	241	303	189	133	127		
ТЕПЛОПЕРЕДАЧА=====											
41 Теплоотдача конвекцией	*6)	99.1		95.2		43.5	85.8	81.5	39.4		

42	излучением	*6)	5.2		4.7		2.9	3.2	2.4	1.2		
43	альфа-1	*6)	104.3		99.9		46.4	89.1	83.9	40.6		
44	альфа-2	*6)	4954.4		4978.3		59.5	5020.1	4209.2	42.2		
45	Термическое сопротивл.	*4)	.0000787		.0000776		9.30E-06	.0000742	.0000718	.0000208		
46	Коэф. теплопередачи	*6)	85.8	85.8	82.3	82.3	19.5	78.0	73.2	17.6		
47	Температурный напор	град	223	184	174	136	92	88	91	78		

|=====|

-----			-----									
Топливо -ДОМЕННЫЙ ГАЗ			Доля-1.000				Доля- .000					
-----			-----									

Избыток воздуха	1.050	1.057	1.065	1.072								
Расход газов (относит)	1.000	1.000	1.000	1.000								
Объем газов, нм3/кг	1.87	1.88	1.88	1.89								
Доля трехатомных газов	0.214	0.213	0.213	0.212								
Доля водяных паров	0.160	0.160	0.159	0.159								
Суммарная доля	0.374	0.373	0.372	0.371								
Концентрация золы, кг/кг	0.000	0.000	0.000	0.000								

-----			-----									
Темпе- Теплосодержание												
ратура газов воздуха												
-----			-----									

2100	1631.2	606.2	1661.5	1666.0	1670.6	1675.1						
			88.0	88.2	88.4	88.7						
2000	1544.7	575.5	1573.5	1577.8	1582.1	1586.4						
			87.8	88.0	88.3	88.5						
1900	1458.5	544.6	1485.7	1489.8	1493.9	1497.9						
			87.5	87.7	88.0	88.2						
1800	1372.5	513.5	1398.2	1402.0	1405.9	1409.7						
		87.1	87.3	87.6	87.8							
1700	1287.0	482.3	1311.1	1314.7	1318.3	1321.9						
			86.6	86.8	87.1	87.3						
1600	1201.9	451.2	1224.5	1227.9	1231.2	1234.6						
			86.0	86.2	86.4	86.7						
1500	1117.5	420.2	1138.5	1141.7	1144.8	1148.0						
			85.2	85.5	85.7	85.9						
1400	1033.8	389.3	1053.3	1056.2	1059.1	1062.0						
			84.4	84.6	84.8	85.1						
1300	951.0	358.8	968.9	971.6	974.3	977.0						
			83.4	83.6	83.9	84.1						
1200	869.1	328.5	885.5	888.0	890.4	892.9						
			82.3	82.6	82.8	83.0						

	1100		788.2	298.6		803.1		805.4		807.6		809.9											
						81.2		81.4		81.6		81.8											
	1000		708.5	269.1		722.0		724.0		726.0		728.0											
						79.9		80.1		80.3		80.5											
	900		630.1	240.1		642.1		643.9		645.7		647.5											
						78.5		78.7		78.9		79.1											
	800		553.1	211.5		563.6		565.2		566.8		568.4											
						76.9		77.2		77.4		77.6											
	700		477.5	183.3		486.7		488.1		489.4		490.8											
						75.3		75.5		75.7		75.9											
	600		403.6	155.7		411.4		412.5		413.7		414.9											
						73.6		73.8		74.0		74.2											
	500		331.4	128.6		337.8		338.8		339.7		340.7											
						71.7		71.9		72.1		72.3											
	400		261.0	101.9		266.1		266.8		267.6		268.4											
						69.8		69.9		70.1		70.3											
	300		192.5	75.8		196.3		196.9		197.5		198.0											
						67.7		67.9		68.1		68.3											
	200		126.2	50.1		128.7		129.0		129.4		129.8											
						65.5		65.7		65.9		66.0											
	100		61.9	24.8		63.2		63.4		63.5		63.7											

ГЛАВА 6

АЕРОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

(з допомогою програми)

6.1. Результат розрахунку газового тракту

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

```

-----
Котел          Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 7000 *2400 мм
               Сопротивление 210 мм вод.ст.
КОНФУЗОР       Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 7000 *-1600 мм
               Длина элемента 550 мм
ТРОЙНИК СИМ. РАЗД. Q=44.925 куб.м/с T=143 град.С Сечение 2400 *1600 мм
               Сечение A1*B1 1950 *800 мм, Углы примыкания 180 ;180 град
ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 4260 *-800 мм
               Угол пов. 90 град. Rзакр. 800 мм
ТРЕНИЕ        Q=44.925 куб.м/с T=143 град.С Сечение 4260 *800 мм
               Длина участка 6000 мм
ДИФФУЗОР      Q=44.925 куб.м/с T=143 град.С Сечение 5400 *670 мм
               Длина элемента 1000 мм
ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 4260 *-2410мм
               Угол пов. 90 град. Rзакр. 200 мм
ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 4260 *-800 мм
               Угол пов. 90 град. Rзакр. 1500 мм
ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ   Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 3600 *-1600мм
               Угол пов. 90 град. Rзакр. 150 мм
КАРМАН ВСАСЫВАЮЩИЙ Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 3600 *1200 мм

ТЯГОДУТЬЕВАЯ МАШИНА Q=48 куб.м/с T=143 град.С Сечение 1680 *1786 мм

ДИФФУЗОР ЗА Т Д М Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение 2000 *2000 мм
               Длина элемента 1800 мм
ТРЕНИЕ        Q=48 куб.м/с T=143 град.С Сечение 2000 *2400 мм
               Длина участка 3500 мм
ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ   Q=48 куб.м/с T=143 град.С Сечение 1200 *-2350 мм
               Угол пов. 80 град. Rзакр. 1000 мм
ТРОЙНИК НЕСИМ.РАЗД. Q=42.4 куб.м/с T=143 град.С Сечение 1200 *2350 мм
               Сечение A1*B1 800 *1000 мм, Углы примыкания 180 ;90 град
ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ   Q=89.85 куб.м/с T=143 град.С Сечение -3600 *1800 мм
               Угол пов. 90 град. Rзакр. 1200 мм
ТРЕНИЕ        Q=89.85 куб.м/с T=1432 град.С Сечение 3600 *1800 мм
               Длина участка 20000 мм
ТРУБА ДЫМОВАЯ     Q=84.8 куб.м/с T=143 град.С Сечение 2800 *0 мм
               Высота трубы 80 м
-----
--

```

Коэффициент запаса по производительности 1.10

Коэффициент запаса по давлению 1.20

Температура, для кот. построена характеристика ТДМ 100.
град.С

Температура наружного воздуха 25.0
град.С

Давление в начале тракта .0
мм вод.ст.

*** ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ***

Расход газов	Темпе- ратура газов	Тип сопротивления	Кoeffи- циент сопрот.	Характ. ско- рость	Сопротивление		Стати- ческое давл.
Куб.м/с	Град.С	-----	---	м/с	Участка	Сумма	мм вод. ст.
89.85	143.	Котел	.00	.00	210.0	212.1	-213.7
		ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ.	.00	15.6	3.1	216.1	-226.4
		КОНФУЗОР	.09	14.29	.6	163.6	-174.4
		ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ	.47	23.4	11.4	238.3	-262.5
		ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.31	23.4	7.4	230.8	-255.2
		ТРОЙНИК НЕСИМ. РАЗД	.1	23.4	2.4	240.7	-246.8
44,92	143.	ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.26	17.02	2.3	193.1	-202.1
		ТРЕНИЕ					
		ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ.	.83	16.03	6.6	200.5	-201.5
89.8	143.	КОМПЕНСАТОР ЛИНЗОВЫЙ	.10	4.68	.1	259.3	-260.2
		ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.00	14.08	.0	259.3	-267.1
		ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ.	.57	14.08	4.4	263.8	-269.3
		КАРМАН ВСАСЫВАЮЩИЙ	.30	10.62	1.3	265.1	-269.6
		ТЯГОДУТЬЕВАЯ МАШИНА	.00	31.99	.0	265.1	-.3
		ДИФФУЗОР ЗА Т Д М	.30	31.99	12.0	277.1	-12.3
		ТРЕНИЕ	.03	16.67	.4	277.4	-12.6

Критерий статического давления R : .20

Поправка на давление в напорном тракте: .9994
 Поправка на давление во всасывающем тракте: 1.0122
 Сопротивление всасывающего тракта : 250.15 мм вод.ст.
 Сопротивление напорного тракта : 13.29 мм вод.ст.

РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЯГОДУТЬЕВОЙ МАШИНЫ

Производительность: 196116. куб.м
 Давление : 409. мм вод.ст
 Дымосос ДН-24 n=745

6.2. Результат розрахунку повітряного тракту

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ВОЗДУХОЗАБОР Q=39.62 куб.м/с T=25 град.С Сечение 5400 *800 мм
 Сопротивление 161 мм вод.ст.

КОНФУЗОР Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 5075 *800 мм
 Длина элемента 950 мм

ТРОЙНИК СИМ. РАЗД. Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 1950 *800 мм
 Сечение A1*B1 1950 *800 мм, Углы примыкания 180 ;180 град

ТРОЙНИК СИМ. СОБИР. Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 4260 *800 мм
 Сечение A1*B1 1950 *800 мм, Углы примыкания 180 ;0 град

ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 4260 *-800 мм
 Угол пов. 90 град. Rзакр. 800 мм

ТРЕНИЕ Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 4260 *800 мм
 Длина участка 6000 мм

ДИФФУЗОР Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 5400 *670 мм
 Длина элемента 1000 мм

ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=39.62 куб.м/с T=25град.С Сечение 4260 *-2410 мм
 Угол пов. 90 град. Rзакр. 200 мм

ТВП Q=62.22 куб.м/с T=209 град.С Сечение 4260 *2410 мм
 Сопротивление 58 мм вод.ст.

ПОВОРОТ С ЗАКРУГЛ. Q=31.108 куб.м/с T=209град.С Сечение 4260 *-800 мм
 Угол пов. 90 град. Rзакр. 1500 мм

ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ Q=31.108 куб.м/с T=209град.С Сечение 1410 *-2876 мм
 Угол пов. 90 град. Rзакр. 150 мм

КАРМАН ВСАСЫВАЮЩИЙ Q=48 куб.м/с T=209град.С Сечение 2126 *2126 мм

ДИФФУЗОР ЗА Т Д М Q=12.443 куб.м/с T=209град.С Сечение 1200 *2400 мм
Длина элемента 1800 мм

ТРЕНИЕ Q=12.443 куб.м/с T=209град.С Сечение 1200 *2400 мм
Длина участка 3500 мм

ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ Q=12.443 куб.м/с T=209град.С Сечение 1200 *-2350 мм
Угол пов. 80 град. Rзакр. 1000 мм

ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ Q=12.443. куб.м/с T=192 град.С Сечение -1200 *2350 мм
Угол пов. 90 град. Rзакр. 1200 мм

ТРЕНИЕ Q=42.4 куб.м/с T=209град.С Сечение 1200 *2350 мм
Длина участка 8000 мм

ТРОЙНИК НЕСИМ.СОБИР. Q=84.8 куб.м/с T=209град.С Сечение 2420 *2450 мм
Сечение A1*B1 1200 *2350 мм, Углы примыкания 0 ;90 град

Коэффициент запаса по производительности 1.03
Коэффициент запаса по давлению 1.05
Температура, для кот. построена характеристика ТДМ 30.рад.С
Температура наружного воздуха -1.0 град.С
Давление в начале тракта .0м вод.ст.

*** ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ***

Расход газов	Темпе- ратура газов	Тип сопротивления	Кoeffи- циент сопрот.	Характ. ско- рость	Сопротивление Участка	Сумма	Стати- ческое давл.
Куб.м/с	Град.С	-----	---	м/с	мм вод. ст.	Т	Т
39.62	25.	ВОЗДУХОЗАВОР	.00	.00	161.0	163.1	-168.7
		КОНФУЗОР	.00	14.29	.0	163.1	-169.4
		ТРОЙНИК СИМ. РАЗД.	.09	14.29	.6	163.6	-174.4
62.22	316.	ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.26	17.02	2.3	193.1	-202.1
		ТРЕНИЕ	.07	17.02	.6	193.7	-202.8
		ДИФФУЗОР	.01	17.02	.1	193.8	-201.8

		ПОВОРОТ С ЗАКРУТЛ.	.83	16.03	6.6	200.5	-201.5
31.11	192.	ТВП	.00	.00	58.0	259.2	-260.1
		КОМПЕНСАТОР ЛИНЗОВЫЙ	.10	4.68	.1	259.3	-260.2
		ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.00	14.08	.0	259.3	-267.1
		ПОВОРОТ С ЗАКРУТЛ.	.57	14.08	4.4	263.8	-269.3
		КАРМАН ВСАСЫВАЮЩИЙ	.30	10.62	1.3	265.1	-269.6
		ТЯГОДУТЬЕВАЯ МАШИНА	.00	31.99	.0	265.1	-.3
		ДИФфуЗОР ЗА Т Д М	.30	31.99	12.0	277.1	-12.3
		ТРЕНИЕ	.03	16.67	.4	277.4	-12.6
		ПОВОРОТ С ЗАКРУТЛ.	.43	17.02	4.9	282.4	-17.5
12.44	192.	ТРОЙНИК СИМ. РАЗД.	.01	17.02	.1	282.5	-17.7
		ПОВОРОТ ПЛАВНЫЙ	.24	15.04	2.1	284.6	-19.8
		ТРЕНИЕ	.11	15.04	1.0	285.6	-20.8
		ГОРЕЛКА	.00	.00	45.0	340.6	-6.8

Поправка на давление в напорном тракте: .9841
Поправка на давление во всасывающем тракте: 1.0006

Сопротивление всасывающего тракта : 12.17 мм вод.ст.

Сопротивление напорного тракта : 333.73 мм вод.ст.

РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЯГОДУТЬЕВОЙ МАШИНЫ

Производительность: 147093 куб.м/ч

Давление : 352. Мм вод.ст

Вентилятор ВДН 980 об/мин

ГЛАВА 7

РОЗРАХУНОК НА МІЦНІСТЬ

7.1. Розрахунки на міцність елементів котла, що працюють під тиском

Розрахунки на міцність розділені на три категорії:

- розрахунок труб поверхонь нагрівання;
- розрахунок колекторів поверхонь нагрівання;
- розрахунок пропускних трубопроводів;

Вихідними даними для розрахунків на міцність є:

- результати теплогідравлічного розрахунку;
- конструктивні характеристики елементів котла;

Розрахунок труб і колекторів поверхонь нагрівання під дією внутрішнього тиску виконаний відповідно до наступних документів:

- ОСТ 108.031.08 - 85 КОТЛИ СТАЦІОНАРНІ Й ТРУБОПРОВОДИ
ПАРИ Й ГАРЯЧОЇ ВОДИ.

Норми розрахунку на міцність.

Загальні положення по обґрунтуванню товщини стінки.

- ОСТ 108.031.09 - 85 КОТЛИ СТАЦІОНАРНІ Й ТРУБОПРОВОДИ
ПАРИ Й ГАРЯЧОЇ ВОДИ.

Норми розрахунку на міцність.

Методи визначення товщини стінки.

- ОСТ 108.031.09 - 85 КОТЛИ СТАЦІОНАРНІ Й ТРУБОПРОВОДИ
ПАРИ Й ГАРЯЧОЇ ВОДИ.

Норми розрахунку на міцність.

Визначення коефіцієнта міцності.

Метою названих розрахунків є визначення запасу міцності шляхом порівняння розрахункових напруг із допустимими.

Результатами розрахунку є:

- напруги в трубах;
- переміщення в трубах від впливу вагових навантажень і зміни температури;
- навантаження опор і підвісок;
- навантаження на приєднане встаткування.

7.2. Розрахунок стінки колектора ширмового пароперегрівача

7.2.1. Позначення:

S_R - розрахункова товщина стінки колектора, що обчислюється по формулах ОСТ 108.031.08-85 [23], визначається за заданим значенням розрахункового тиску й номінального допустимого напруження з урахуванням ослабленими отворами й (або) звареними з'єднаннями;

S - номінальна товщина стінки;

$[S]$ - припустима товщина стінки;

S_j - фактична товщина стінки, отримана безпосередніми вимірами товщини готової деталі при операційному й (або) експлуатаційному контролі;

C_1 - виробниче збільшення;

C_2 - експлуатаційне збільшення;

C – сума збільшень C_1 і C_2 , що повинна бути не менш мінімальних значень зазначених в ОСТ 108.031.09-85 [24];

C_{11} – збільшення що компенсує мінусове відхилення;

C_{12} – технологічне збільшення;

C_{21} – збільшення, що компенсує зниження міцності по пароводяній стороні;

C_{22} - збільшення, що компенсує зниження міцності з боку газів;

7.2.2 Розрахунок

Колектор ширмового перегрівника виконаний зі сталі 20 із зовнішнім діаметром $D_a = 159$ мм і товщиною стінки $\delta = 12$ мм. У колекторі виконані два ряди отворів умовним діаметром 38 мм із поздовжнім кроком $t' = 90$ мм, $t'' = 85$ мм і поперечним кроком $b = 62,5$ мм.

Номінальна допустима напруга, що, при розрахунковій температурі стінки для сталі 20 при ресурсі роботи встаткування $2 \cdot 10^5$ годин, дорівнює $[\sigma] = 12,7$ кгс/мм² (таблиця 3, [23]).

Для колекторів, що виготовляють із труб, збільшення C_{11} повинна визначатися по формулі, мм:

$$C_{11} = \frac{\Delta}{100} \cdot S,$$

де: Δ - граничне мінусове відхилення по товщині стінки труби, $\Delta = 5\%$.

$$C_{11} = \frac{5}{100} \cdot 12 = 0,6.$$

Для прямолінійних колекторів виправлення $C_{12} = 0$, тому що колектор піддається механічній обробці на підприємстві й деформування при виготовленні не приводить до ослаблення стінки заготівлі.

Виправлення $C_{21} = 1$, тому що робоче середовище вода й розрахунковий ресурс роботи становить $2 \cdot 10^5$ годин, [24].

Виправлення $C_{22} = 0$, тому що колектор не обігрівається зовнішнім джерелом тепла.

Для колекторів, що не обігріваються, що допускає температура стінки повинна бути не більше 600°C .

Приведений коефіцієнт міцності колектора, ослабленого неукріпленими отворами діаметром 107 мм:

- у поздовжньому напрямку:

$$\varphi'_d = \frac{t' - d}{t'},$$

де t' – поздовжній крок, рівний 90 мм;

d – діаметр отворів, рівний 62,5 мм;

$$\varphi_d = \frac{90 - 62,5}{90} = 0,3;$$

$$\varphi''_d = \frac{t'' - d}{t''},$$

де t'' – поздовжній крок, рівний 85 мм;

d – діаметр отворів, рівний 62,5 мм;

$$\varphi_d = \frac{85 - 62,5}{85} = 0,26;$$

$$\varphi_d = \frac{\varphi_d' - \varphi_d''}{2};$$

$$\varphi_d = \frac{0,3 + 0,26}{2} = 0,28;$$

- у косому напрямку

$$\varphi_d' = \frac{1 - \frac{d}{a_1' \sqrt{1 + (m_1')^2}}}{\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{(m_1')^2}{1 + (m_1')^2} \right)^2}},$$

$$\text{де } (m_1')^2 = b / a_1' = 62,5 / 45 = 1,4;$$

a_1' – половина поздовжнього кроку, дорівнює 45 мм;

$$\varphi_d = \frac{1 - \frac{38}{45 \sqrt{1 + 1,4^2}}}{\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{1,4^2}{1 + 1,4^2} \right)^2}} = 0,62;$$

$$\varphi_d'' = \frac{1 - \frac{d}{a_2'' \sqrt{1 + (m_1'')^2}}}{\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{(m_1'')^2}{1 + (m_1'')^2} \right)^2}}.$$

$$\text{де } (m_1'')^2 = b / a_2'' = 62,5 / 45 = 1,4;$$

a_2'' – половина поздовжнього кроку, дорівнює 45 мм;

$$\varphi_d = \frac{1 - \frac{38}{45\sqrt{1+1,4^2}}}{\sqrt{1 - 0,75\left(\frac{1,4^2}{1+1,4^2}\right)^2}} = 0,62.$$

Приймаємо найменше із двох значень, тобто $\varphi_d = 0,28$;

Номінальна товщина стінки циліндричної частини прямого колектора,
мм:

$$S = S_R + C,$$

де

$$C = C_{11} + C_{12} + C_{21} + C_{22};$$

$$C = 0,6 + 0 + 1 + 0 = 1,6 \text{ мм};$$

$$S_R = \frac{P \cdot D_a}{200 \cdot \varphi \cdot [\sigma] + P};$$

$$S_R = \frac{34 \cdot 159}{200 \cdot 0,28 \cdot 12,7 + 34} = 7,3 \text{ мм};$$

$$S = 7,3 + 1,6 = 8,9.$$

Наведена напруга в колекторі при прийнятій товщині стінки, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$:

$$\sigma = \frac{P \cdot (D_a - S)}{200 \cdot \varphi \cdot S};$$

де S – номінальна товщина стінки, запропонована станцією й рівна 12 мм;

$$\sigma = \frac{34 \cdot (159 - 12)}{200 \cdot 0,28 \cdot 12} = 7,4.$$

Допустиме напруження в колекторі при розрахунковій товщині стінки,
 $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$:

$$[\sigma] = \frac{P \cdot (D_a - S_R)}{200 \cdot \varphi \cdot S_R};$$

$$[\sigma] = \frac{34 \cdot (159 - 7,3)}{200 \cdot 0,28 \cdot 7,3} = 12,6.$$

Таким чином, припустима номінальна товщина стінки циліндричної частини прямого колектора $S = 12$ мм перевищує номінальну $S = 8,9$ мм, що задовольняє умові міцності деталі, тобто номінальна напруга стінки колектора менше припустимого $\sigma = 7,4 \text{ кгс/мм}^2 < [\sigma] = 12,6 \text{ кгс/мм}^2$.

Питання для самоконтролю

1. На які три категорії розділен розрахунок на ціність ?
2. Що є вихідними даними для розрахунку на міцність ?
3. Назвіть головну мету названих розрахунків ?

ГЛАВА 8

ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК ПІДГРІВАЧА ДОМЕНОГО ГАЗА

8.1. Вихідні данні

Витрата доменного газу - $B = 134223 \text{ нм}^3/\text{ч}$

Тиск доменного газу - $P = 1,08 \text{ кгс/см}^2$

Температура доменного газу:

на вході - $t_{ex} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$

на виході - $t_{vux} = 135 \text{ }^\circ\text{C}$

Склад доменного газу (в %):

оксид углерода (CO) - 24,0;

вуглекислий газ (CO₂) - 16,0;

сероводород (H₂S) - 0,0016;

водород (H₂) - 9,0;

азот (N₂) - 50,9984.

Витрата гріючої води - $D = 122400 \text{ кг/ч}$

Тиск гріючої води - $P = 35,25 \text{ кгс/см}^2$

Температура гріючої води - $t' = 211 \text{ }^\circ\text{C}$

8.2. Складання теплового балансу та розрахунок

Ентальпії доменного газу наведенні у табл. 8.1

Таблиця 8.1

Ентальпії доменного газу

t, °C	I_{CO} (0,24)	I_{CO_2} (0,16)	I_{H_2S} (0,000016)	I_{H_2} (0,09)	I_{N_2} (0,509984)	$I_{д.г.}$, ккал/нм ³	
50	3,726	3,248	0,0003	1,379	7,905	16,26	
100	7,464	6,496	0,0006	2,772	15,81	32,54	
150	11,22	10,08	0,0009	4,176	23,74	49,22	
200	14,98	13,664	0,0012	5,58	31,67	65,895	

8.2.1. Тепловий баланс

Теплосприйняття підогрівача доменного газу по балансу, ккал/ч:

$$Q_6 = D (I_{\text{вих}} - I_{\text{вх}}) = 134223(44,216 - 16,26) = 3752338$$

Ентальпія греючої води на вході, ккал/кг:

$$i_{\text{вх}} = 215,35$$

Ентальпія греючої води на виході, ккал/кг:

$$i_{\text{вих}} = i_{\text{вх}} - \frac{Q_6}{D} = 215,35 - \frac{3752338}{122400} = 184,$$

Температура греючої води на виході, °C:

$$t'' = 182$$

Середня температура греючої води, °C:

$$T = \frac{t' + t''}{2} = \frac{211 + 182}{2} = 196,5$$

Питомий об'єм води при середній температурі, м³/кг:

$$V = 0,0011493$$

Густина доменного газу, кг/м³:

$$q = 0,01[1,96 \text{ CO}_2 + 1,52 \text{ H}_2\text{S} + 1,25 \text{ N}_2 + 1,43 \text{ O}_2 + 0,0899 \text{ H}_2 + \sum (0,536 \cdot m + 0,045 \cdot n) \text{ C}_m\text{H}_n] = 0,01(1,96 \cdot 16 + 1,52 \cdot 0,0016 + 50,9984 + 1,25 \cdot 24 + 0,0899 \cdot 9) = 1,259$$

Подальший розрахунок зведено у табл. 8.2

Таблиця 8.2

Тепловий розрахунок

Назва величини	Формула або обґрунт.	Розрахунок	Величина
Діаметр труб, d , мм	конструктивно		32
Товщина стінки, s , мм	конструктивно		3
Поперечний шаг труб, S_1 , мм	$d-2s$	$32-2 \times 3$	26
Продольний шаг труб, S_2 , мм	конструктивно		90
Розташування труб, мм	конструктивно		50
Відносний поперечний шаг труб, σ	$\frac{S_1}{d}$	$\frac{90}{32}$	2,812
Відносний продольний шаг труб, σ	$\frac{S_2}{d}$	$\frac{50}{32}$	1,562
Середній відносний діагональний шаг труб, σ	$\sqrt{\frac{1}{4}\sigma_1^2 + \sigma_2^2}$	$\sqrt{\frac{1}{4}2,8125^2 + 1,5625^2}$	2,1
Відношення ϕ_σ	$\frac{\sigma_1 - 1}{\sigma_2' - 1}$	$\frac{2,8125 - 1}{2,1 - 1}$	1,648
Розташування труб			шах м.
Число труб у ряду, Z_1 , шт	конструктивно		32
Число труб по ходу газів, Z_2 шт	конструктивно		76
Переріз для про-ходу доменного газу, F_r , м ²	$a \times b - d \times Z_1 \times l$	$2,98 \times 1,955 - 0,032 \times 32 \times 1,875$	3,906
Переріз для води, f , м ²	$\frac{\pi}{4} d_{\text{внт}}^2 n$	$\frac{\pi}{4} 0,026^2 \times 32 \times 2$	0,034
Поверхня нагрів, H , м ²	$\pi \cdot d \cdot l \cdot Z_1 \cdot Z_2$	$\pi \cdot 0,032 \cdot 1,875 \cdot 32 \cdot 76$	458
Середня температура доменного газу, t , °C	$\frac{t_{\text{вх}} + t_{\text{вих}}}{2}$	$\frac{50 + 135}{2}$	92,5
Швидкість доменного газу, $\omega_{\text{дг}}$, м/с	$\frac{B(t + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_r \cdot p}$	$\frac{134223(92,5 + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot 3,906 \cdot 1,08}$	11,83
Поправка на геометричну компоновку пучка, C_s	при $0,1 < \phi_\sigma \leq 1,7$ для $\sigma_1 < 3$ $C_s = 0,34 \times \phi_\sigma^{0,1}$	$0,34 \times 1,648^{0,1}$	0,357
Поправка на число рядів труб по ходу газів, C_z	при $z \geq 10$		1,0
Коефіцієнт теплопроводності, λ , ккал/м ² ·ч	[5] табл. VIII		0,02722
Коефіцієнт кинематичної вязкості, ν , м/с	[5] табл. VIII		$21,025 \times 10^{-6}$

Критерий Прандтля, Pr	[5] табл.VIII		0,67275
Коефіцієнт теп-лоотдачі від стінки к доменному газу при поперечному омиванні шахових гладкотрубних пучків, α_1 , ккал/м ² ч	$C_s \times C_z \times \frac{\lambda}{d} \times \frac{W_{\Gamma} \times d}{\nu}^{0,6} \times Pr^{0,33}$	$0,357 \times 1 \times \frac{0,02722}{0,032} \times \left(\frac{11,83 \times 0,032}{21,025 \times 10^{-6}} \right)^{0,6} \times 0,67275^{0,33}$	95,3
Коефіцієнт теплової ефективності, Ψ	п.7-55		0,85
Коефіцієнт теплопередачі, K, ккал/м ² ч	$\Psi \alpha_1$	0,85 × 95,3	81
Різниця темпера-тур середовищ в тому кінці поверхні нагріву, де вона більша, Δt_6 °C	$t'' - t_{BX}$	182-50	132
Різниця темпера-тур на другому кінці поверхні, Δt_M , °C	$t' - t_{BIX}$	211-135	76
Температурний напор при протитечії, Δt , °C	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{2,3 \times \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}$	$\frac{132 - 76}{2,3 \times \lg \frac{132}{76}}$	101,4
Теплосприйняття підогрівача з рівняння теплопередачі, Q_T	$K \cdot \Delta t \cdot H$	81 · 101,4 · 458	376177

ГЛАВА9

ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

9.1. Загальні питання охорони праці

Метою даного розділу є розгляд і аналіз питань по охороні праці стосовно котла призначеного для отримання перегрітої пари при роботі на доменному газі з підсвічуванням природним (коковим) газом, на коксовому газі, на природному газі, на суміші цих газів і мазуті як аварійне паливо.

Експлуатація газового господарства організована відповідно до “Типової інструкції з експлуатації газового господарства ТЕС, що працюють на природному газі” і інших відомчих документах. Для енергетичних установок, що працюють на газоподібному паливі, санітарно-захисна зона складає 15 м.

Для транспортування теплоносія, робочого тепла, палива, масла, повітря і так далі на станції функціонує система станційних трубопроводів, що сполучають агрегати основного і допоміжного устаткування і обладнаних згідно “Правила пристрою і безпечної експлуатації судин, які працюють під тиском”, затверджених Держнаглядохоронпраці України від 18.10.94 № 104 і “Правила пристрою і безпечної експлуатації трубопроводів пари і гарячої води”, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 08.09.98.№177. Всі елементи трубопроводів, з якими можливий контакт обслуговуючого персоналу, при температурі зовнішньої поверхні більше 45 °С мають теплову ізоляцію, на зовнішній поверхні якої температура не перевищує 45 – 48 °С. Трубопроводи мають залежно від середовища, що транспортується, різне забарвлення. Забарвлення нанесене по всій довжині трубопроводу з кольоровими кільцями відповідно до “Правил будови і експлуатації трубопроводів пари і гарячої води”.

9.2. Характеристика умов експлуатації проектного об'єкту

Електричні установки для оперативного управління оснащені дистанційною системою управління з диспетчерського пункту, на якому вкотре мнемонічна схема процесу вироблення і споживання електроенергії. При відхиленнях від технічних умов спрацьовує система звукового і світлового сповіщення.

Таблиця 9.1

Перелік шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Шкідливі і небезпечні чинники	Джерела виникнення	Заходи щодо їх зниження
Теплове випромінювання	топка котла, пароперегрівач	Теплоізоляція стін топки, додаткова обмуровування стін
Високий тиск пари	Барабан котла, пароперегрівник	Установка запобіжних клапанів, автоматичних регуляторів тиску
Загазованість, запиленість	Газопроводи, нещільність обмуровування	Вентиляція, пристрої автоматично припиняють подачу газу в пальники
Висока напруга електроструму	щит управління, електродвигуни	Застосування ізоляційних матеріалів
Забруднення навколишнього середовища	Викиди NO ₂ , CO, CO ₂ , з димаря	Колективні і індивідуальні засоби захисту
Шум, вібрація	Димососи, насоси, вентилятори	Звукоізоляція з скловати, шумоізоляційні кожухи, індивідуальні засоби захисту

9.3. Промислова санітарія

Згідно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [8] вміст оксиду вуглецю в турбінному і повітродувному відділеннях не повинен перевищувати ГДК (1,2 - 3,4 мг/м³), в котловому - 0,71 мг/м³.

Для того, щоб вміст оксиду вуглецю і інших шкідливих газів не виходив за межі норми, у відділенні існує природна вентиляція (аерація) і на випадок аварії є система примусової припливно-витяжної вентиляції.

Для захисту органів дихання від шкідливих речовин працівники у разі потреби користуються засобами індивідуального захисту: промисловими протигазами ФГ, ФЕ, універсальними респіраторами РУ-60М.

Джерелом теплових випромінювань в цеху є тепломеханічне устаткування (котли, паро- і водопроводи гарячої води), машини і механізми, система штучного освітлення.

Котлотурбінний цех відноситься до приміщень із значним надлишком тепла, температура повітря на верхніх відмітках може досягати 40 – 45 °С, а в робочих зонах досягає 30 °С.

Згідно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [8] робота обслуговуючого персоналу, по енерговитратах, відноситься до робіт категорії II-б. Енерговитрати складають 250 - 293 ккал/годину. Робота персоналу щита управління, по енерговитратах, відноситься до робіт категорії I-б. Енерговитрати складають 121-150 ккал/г.

У табл. 8.2 наведені допустимі величини температур, відносної вологості і швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень.

Таблиця 9.2

Допустимі величини температур, відносній вологості і швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень.

Період року	Категорія робіт	Температура °С				Відносна вологість повітря %	Швидкість руху повітря, м/с
		Верхня межа		Нижня межа			
		на постійних робочих місцях	На непостійних робочих місцях	на постійних робочих місцях	на непостійних робочих місцях		
Холодний	Середньої тяжкості	23	24	17	15	75	не більш 0,3
Теплий	Середньої тяжкості	27	29	18	17	65 при 26 °С	0,4-0,2

У всьому приміщенні котлотурбінного цеху по технологічних причинах встановити допустимі параметри мікроклімату не представляється можливим, тому в цеху застосований комплекс заходів по поліпшенню мікроклімату. У приміщенні КТЦ застосовується природна вентиляція і примусова припливно-витяжна, спроектована згідно з СніП 2.04.05.91 [10] .

У закритих і невеликих за об'ємом приміщеннях (кабіни кранів, пости і пульти управління, ізольовані бокси і т.д.) при виконанні операторських робіт застосована система кондиціонування повітря.

У місцях джерел інтенсивних тепловиділень (котли), застосовані заходи теплоізоляції $t_{\text{ном.стен}} \leq 45^\circ\text{C}$.

У разі потреби (при неможливості отримати допустимі параметри мікроклімату за допомогою кондиціонування і вентиляції) застосовуються засоби індивідуального захисту (від теплового випромінювання або від

переохолодження в холодний час року) - спецодяг, спецвзуття, засоби захисту для голови, очей, рук. Спецодяг має властивості, відповідні ГОСТ 12.4.176-89, ГОСТ 12.4.016-87.

9.4. Виробниче освітлення

При освітленні виробничих підприємств використовується суміщене освітлення, при якому природне освітлення доповнюється штучним.

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 [11], виробничі приміщення електростанції відносяться до II-ої групи приміщень, в яких проводиться розрізнення об'єктів зорової роботи при фіксованому напрямі ліній зору, падаючих на робочу поверхню; а щита управління до I-ої групи.

Для штучного освітлення виробничих приміщень застосовуються газорозрядні лампи і лампи розжарювання. Для освітлення котельного залу світильники встановлюють на різних рівнях.

Тип світильників вибраний по довіднику.

Нормовані значення КПО для будівель слід визначати по формулі:

$$e = e_H m ,$$

де e_H - нормоване значення КПО по таблиці 1 та 2 [11]

N - номер групи забезпеченості природним світлом [11, таблиця 4], $N = 2$

m_N - коефіцієнт світлового клімату [11, таблиця 4], m_N дорівнює 0,9

Прийняті параметри освітлення приводяться в табл. 8.3

Таблиця 9.3

Характеристика виробничого освітлення

Найменування приміщень	Характеристика зорових робіт	Розряд зорових робіт	Природне освітлення КПО %	Штучне освітлення			
				Система світлення	Типи ламп	Нормована Освітленість, лк	Тип Світильника
Котельний зал	Груба, мала точність	VI	1,62	Комбінована	Лампи накаливання	150	ВЗГ-200
Пульт управління	Середня точність 0,5-1%	IV	2,16		Люмінесцентні лампи	250	ПВЛ1-2х40

Аварійне освітлення дозволяє продовжувати роботу при відключенні робочого освітлення. Згідно ДБН В.2.5-28-2006 [11], воно складає не менше 5% від загального освітлення. Аварійне освітлення має автономне джерело живлення і автоматичне включення при необхідності.

Місця розташування аварійного освітлення:

- фронт котла, проходи між котлами, позаду котлів і над котлами;
- щити і пульти управління;
- водопоказники і вимірювальні прилади;
- майданчики вентиляторів;
- димососні майданчики;
- приміщення для баків і деаераторів;
- устаткування водопідготовки;
- устаткування системи пилоприготування;
- майданчики і сходи котлів;
- насосні приміщення.

Для аварійного освітлення застосовуються лампи розжарювання, для яких застосовують автономне живлення електроенергії.

Евакуаційне освітлення передбачене для евакуації людей при аварійному відключенні робочого освітлення. Його норма-0,5 лк. Охоронне освітлення використовується за відсутності спеціальних технічних засобів охорони. Його норма-0,5 лк.

9.5. Шум, вібрація, ультразвук, інфразвук

У КТЦ постійно працюють машини і механізми, які є джерелом шуму, вібрації, ультразвуку, інфразвуку. Найінтенсивніше ці чинники виявляються в турбінному відділенні, де вони знаходяться за межами допустимих величин (по рівню шуму - перевищення допустимого рівня більш, ніж 10 дБА).

У таблиці 8.4 приведені дані по рівнях шуму згідно ГОСТ 12.1.003-83 [12] і далі шуму в КТЦ.

Таблиця 9.4

Допустимі величини рівнів шуму

Робочі місця	Рівні звуку і еквівалентні рівні звуку, дБ (А)
Котельний цех	80
Щит управління	65

У табл. 8.5 приведені граничні норми вібрації, що впливає на людину у виробничих умовах [15] .

Таблиця 9.5

Нормативні значення вібрації на робочих місцях.

Вид вібрації	Середньоквадратична віброшвидкість (чисельник), м/с, небільш 10, логарифмічний рівень віброшвидкості (знаменник), дБ, в октавих смугах з середнегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологічна на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях	-	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
у КТЦ	-	108	99	90	92	92	91				

Для зменшення шкідливого впливу шуму, ультразвуку, інфразвуку, вібрації в місцях, де їх рівні перевершують допустимі норми, персонал може знаходитися обмежений час (на час огляду, обходу, проведення профілактичних ремонтів).

Як засоби захисту застосовуються:

- звукоізолюючі екрани, кожухи, звукоізоляція;
- індивідуальні заходи захисту - навушники ВЦН ИОТ-4А, протигаласливі маски, беруші;
- вібропоглинаючі рукавиці, килимки.

9.6 Заходи безпеки

Для забезпечення безперебійної і надійної експлуатації численних і складних елементів устаткування, комбінату, встановлені прилади теплового контролю. Ці прилади показують у будь-який момент часу параметри роботи окремих агрегатів, механізмів або вузлів, і дозволяють судити про виникаючі відхилення від параметрів нормальної експлуатації.

Автоматизація ТЕЦ має на своїй меті підвищення надійності і економічності роботи устаткування, а також зменшення кількості обслуговуючого персоналу і поліпшення умов його праці.

Система автоматичного управління при нормальній експлуатації електростанції не вимагає втручання обслуговуючого персоналу; обов'язком персоналу є тільки спостереження за результатами роботи автоматичних пристроїв і їх станом. В даному випадку можна сказати, що виробничий процес на ТЕЦ повністю автоматизований.

Пуск котельного агрегату виконаний відповідно до “Правил пристрою і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів” [17] і пускової інструкції підприємства-виготівника. У комплект постачання входять паспорт котла і сертифікати на все устаткування.

Всі гарячі ділянки поверхні устаткування і трубопроводів, що знаходяться в зоні можливого попадання масла і інших паливних, вибухонебезпечних або шкідливих речовин, покриті металевою обшивкою для оберігання теплової ізоляції від просочення цими речовинами.

Для підвищення безпеки експлуатації передбачені заходи:

- навчання вчення обслуговуючого персоналу;
- регулярний контроль знань (кваліфікації) обслуговуючого персоналу;

1) Контрольно-вимірювальні прилади і арматура необхідно для здійснення регулювання режимів роботи котельного агрегату і попередження аварійних ситуацій із-за яких-небудь збоїв устаткування обладнання або нештатних ситуацій і забезпечують безпечну експлуатацію котла.

2) До складу КВП куп входять прилади для вимірювання виміру тиску тиснення (манометр типу типа ОБМ1-100-40х2,5), розрядки, температури (термометр типу П 6-2 240.130), витрати, рівня (водовказівний прилад прямої дії Т-186-1), різні газоаналізатори (“Test-342-2”) і перетворювачі. Вони розташовуються по газовому, повітря, пароводяному трактам, заміряють витрати палива пального і передають свідчення показники автоматичним

регуляторам регулювальникам, які на підставі вимірів здійснюють регулювання топкових процесів. Замочна і регулююча арматура встановлюється на різних турбо і газопроводах і включає різні клапани, вентилі, засувки, що працюють відповідно до сигналів, що отримуються одержують твід регулюючих приладів.

- наявність систем автоматичного регулювання і сповіщення.

Всі електроспоживачі станції живлять через силові трансформатори власних потреб 6(10) /0,4(0,23) кВ і далі за допомогою кабельної мережі електроенергія поступає в розподільні пристрої власних потреб (РПВП).

По технологічних вимогах електроживлення власних потреб здійснюється за допомогою чотирьох дротяній мережі 220/380В із заземленою нейтраллю, оскільки це дозволяє ефективно використовувати дві робочих напруги – лінійна і фазна, живлячи як освітлювальну мережу, так і силове навантаження.

Згідно “Правила будови електроустановок” [20], приміщення електростанції відносяться до приміщень з підвищеною небезпекою поразки електричним струмом.

При проведенні ремонтних робіт на станції використовується напруга 12В з живленням через знижувальні трансформатори і виконана мережа.

Аварійне освітлення здійснюється за допомогою акумуляторних батарей і дизель генератора.

Електромережа виконана відповідно до ПУЕ [20]. Засоби захисту електромашин і механізмів від поразки електрострумом також виконані у відповідності “Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів” [21], а саме - на станції виконана система захисного заземлення, з якою сполучені всі електромашини і механізми:

- здійснюється контроль напруги і струму по кожній з фаз;
- на кожній з фаз є система захисту, вбудована в РУСН (плавкі запобіжники для захисту від струмів короткого замикання);

- є захистомагнітні пускачі з вбудованим тепловим захистом, контактори у поєднанні з тепловим реле, автомати з комбінованими розчепителі, що здійснюють захист одночасно від струмів короткого замикання і перевантаження.

9.7. Пожежна безпека

Пожежна безпека забезпечена у відповідності з ГОСТ 12.1.004-91[24] передбачає:

- систему попередження пожежі;
- систему пожежогасінні;
- організаційно-технічні заходи.

Котельний цех, приміщення димососів, згідно НАПБ. Б. 03.002-2007 [30] відноситься до категорії вибухопожежонебезпечності - Г, а щит управління—В, виконуються з будівельних конструкцій II ступеня вогнестійкості.

Причини пожежі в приміщенні:

- займання вибухонебезпечних речовин;
- несправність електроустаткування;
- порушення пожежної безпеки при проведенні ремонтних робіт;
- порушення умов фарбування допоміжного устаткування.

У приміщенні щита управління і машинного залу передбачена спринклерна установка для автоматичного пожежогасіння.

Засоби пожежної сигналізації:

- термосповісники типу АТІН;
- світлові сповісники типу СІ-1.

По ГОСТ 12.1.004-91 [24] передбачена автоматична система пожежогасіння на станції, в котельному залі, щиті управління — спринклерна установка.

Категорії вибухо- і пожежонебезпеки наведені в табл. 8.6

Таблиця 9.6

Первинні засоби пожежогасіння

Найменування приміщення	Категорія приміщення по вибухопожежо-небезпеці	Ступінь вогнестійкості	Площа приміщення, м ²	Первинні засоби пожежогасіння Кількість, штук	
				Найменування, тип	Кількість штук
Котельне відділення	Г	II	1365	Пожежний щит	2
Щит управління	В	II	50	Порошковий вогнегасник ОП-5Б	4

До складу пожежного щита входить:

- 1) багор - 1 шт.;
- 2) відро - 2 шт.;
- 3) лом - 1 шт.;
- 4) лопата - 1 шт.;
- 5) вогнегасник (ВВК-5) - 2 шт.;
- 6) сокира - 1 шт.;
- 7) ящик з піском - 0,5 м³.

Згідно інструкції ДСТУ Б В.25-38 [32], блискавкозахисту підлягають зовнішні технологічні установки, а також будівлі і споруди, що відносяться до категорії I, зона захисту типу А. Будівлі станції захищені від прямих ударів блискавки громовідводом, що окремо стоїть, заввишки 200 м. Громовідвод складається з опори димаря (блискавкоприймача, металевої стрічки - струмовідводу і заземлювача).

9.8. Охорона навколишнього середовища

Охорона навколишнього середовища – комплекс заходів щодо охорони, раціональному використанню і відновленню живої і неживої природи. У наш час заходи щодо захисту навколишнього середовища мають широке місце в економічних і соціальних відносинах країни. Природний газ при спалюванні дає найменшу кількість шкідливих речовин, що забруднюють атмосферу. Це призводить до зниження їх собівартості за рахунок скорочення капітальних витрат на будівництво систем пилегазоочищення. Проте, залишаються всі забруднення, властиві енергетичному виробництву, теплове забруднення, забруднення водних ресурсів.

В даний час існують вельми ефективні методи спалювання і очищення твердого і рідкого палива. За вартістю це буде ефективніше за використання газу, оскільки газ є цінною сировиною для хімічної промисловості. В даний час найпоширенішим методом є, організація ступінчастого спалювання, газу, мазуту і високореакційного вугілля в існуючих котлах для зниження топковими методами викидів оксидів азоту без застосування установок газоочищення.

9.9. Розрахунок викидів окислів азоту

9.9.1. Технічні заходи зниження рівня оксидів азоту

Швидкий прогрес техніки супроводиться зростаючим споживанням палива в енергетиці і промисловості. Збільшення споживання палива приводить до збільшення токсичних речовин, що викидаються в атмосферу. До найбільш шкідливих викидів відносяться окисел азоту (NO_x). Однією з найбільш гострих проблем є захист атмосферного повітря від забруднення.

При спалюванні органічних палив в топках котлів концентрація оксидів азоту в димових газах визначається, головним чином, режимом і організацією топкових процесів. Утворення оксидів азоту в топках відбувається в результаті

окислення азоту повітря при високих, а також при розкладанні і окислення азотовмістких з'єднань, що входять до складу палива.

Основними чинниками, обумовлюючими рівень утворення оксидів азоту в топці, є наявність надмірного кисню і температурний рівень факела.

В даний час найбільш раціональним і економічно виправданим напрямом вирішення цієї проблеми є максимальне придушення утворення оксидів азоту (NO_x) в процесі спалювання палива.

При розробці технологічних способів спалювання утворення оксидів азоту в топках котлоагрегатів необхідно прагнути знизити рівень максимальних температур в топці, зменшити концентрацію кисню в зоні реагування і скоротити час перебування топкових газів в зоні високих температур.

Найбільш ефективними методами боротьби з оксидами азоту при спалюванні рідкого і газоподібного палива є:

- зниження надлишку повітря;
- введення в зону горіння води і пари;
- розосередження зони горіння в об'ємі топки;
- рециркуляція димових газів;
- двоступінчате спалювання палива.

Загальні положення:

Спалювання палива на теплових електростанціях і в котельних приводить до викиду в атмосферу продуктів згорання органічного палива що містять токсичні оксиди азоту (головним чином окисел азоту і у меншій мірі - двоокис).

Кількість оксидів азоту, що утворюються, залежить від характеристики палива|пального| і від конструктивного виконання топкової камери, тому на стадії проектування котлів необхідно провести розрахунок очікуваних викидів оксидів азоту і передбачити заходи по зниженню їх до величин, що максимально наближаються до санітарних норм допустимої загазованості атмосферного повітря.

У топках при горінні палива утворюється 95 ÷ 99% окислів азоту NO і 1÷5% токсичнішого двоокису азоту NO₂. У атмосфері неконтрольоване перетворення NO в NO₂, у зв'язку з чим розрахунок ведеться умовно на NO₂. Для розрахунку частки двоокису азоту в сумарному змісті NO, в атмосферному повітрі при нормуванні викидів ТЕС застосовується коефіцієнт 0,8.

Джерелами окислів азоту є молекулярний азот повітря, використовуваного як окислювач при горінні, і азотовмісні компоненти палива. У зв'язку з цим прийнято ділити окисли азоту на повітря і паливні. Повітря, у свою чергу, можна розділити на термічних, таких, що утворюються при високих температурах за рахунок окислення молекулярного азоту атомарним киснем (механізм Зельдовіча) і так звані “швидкі” окисли азоту, що утворюються в зоні порівняно невисоких температур в результаті реакції вуглеводневих радикалів з молекулою азоту і подальшої взаємодії атомарного азоту з гідроксидом ВІН.

Розрахунок викидів окислів азоту:

Кількісні значення викидів окислів азоту M_{NO_2} (г/с) розраховують по питомих викидах або по концентрації оксидів азоту[56]:

$$M_{NO_2} = B_p \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2},$$

де, B_p – розрахункова витрата палива, рівна 24,48 м³/с;

Q_n^p - теплота згорання палива, рівна 4223,5 кДж/м³;

Питомий викид оксидів азоту в перерахунку на двоокис:

$$K_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot \frac{V_{c2}}{Q_n^p},$$

де, C_{NO_2} – концентрація оксидів азоту, 0,125 г/м³;

Об'єм сухих димових газів:

$$V_{\text{сз}} = V_{\text{с}}^0 + 0,984 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0,$$

де - $V^0, V_{\text{с}}^0, V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ відповідно об'єм повітря, об'єм димових газів, об'єм водяної пари при стехіометричному спалюванні 1 м^3 палива, відповідно рівні 0,86, 1,82, 0,138 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

$$V_{\text{сз}} = 1,82 + 0,984 \cdot (1,1 - 1) \cdot 0,86 - 0,138 = 1,77 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$K_{\text{NO}_2} = 0,125 \cdot \frac{1,77}{4223,5} = 0,5 \text{ г/кДж},$$

$$M_{\text{NO}_2} = 24,48 \cdot 4223,5 \cdot 0,5 = 51,6956 \text{ кг/с}.$$

Розрахунок концентрації оксидів азоту при спалюванні газу

Початкові дані, необхідні для розрахунку концентрації оксидів азоту в димових газах енергетичних котлів:

- $D_{\text{н}}$ – номінальна паропродуктивність казана, рівна 41,6 кг/с ;
- $D_{\text{р}}$ – фактична паропродуктивність казана, рівна 33,3 кг/с ;
- $Q_{\text{рн}}$ – нижча теплота згорання палива, що розташовується, рівна 4223,5 кДж/м^3 ;
- $B_{\text{р}}$ – витрата палива, що розташовується, рівна 24,48 $\text{м}^3/\text{с}$;

Геометричні розміри зони активного горіння:

- $a_{\text{тп}}$ – ширина топкі в світлу, рівна 7,015 м;
- $b_{\text{тп}}$ – глибина топкі в світлу, рівна 6,930 м;
- $Z_{\text{яр}}$ – кількість ярусів пальників, рівна 2 шт;
- $H_{\text{яр}}$ – відстань по висоті між осями сусідніх пальників, рівне 2,9 м;
- $T_{\text{в}}$ – температура повітря перед пальниками, рівна 573 До ;

- α – коефіцієнт надлишку повітря в кінці топки, рівний 1,1;
- r – ступінь (частка) рециркуляції димових газів, 0;
- $a_{\text{рец}}$ – коефіцієнт залежний від місця введення газів, що рециркулюють:
 - у під топки – 0;
 - у шліци під пальники – 0;
 - навколо амбразури пальника – 0;
 - у дуттєве повітря і навколо амбразури пальника з швидкістю рівною вихідній швидкості повітря – 0;
- δ – частка повітря, що подається в другу ступінь горіння, рівна 0;
- $a_{\text{ст}}$ – коефіцієнт, що враховує місце подачі вторинного повітря, рівна 0,07;
- g – водопаливне відношення при подачі вологи в зону горіння, рівна 0;
- $a_{\text{вл}}$ – коефіцієнт, що враховує місце введення вологи, рівний 0.

На підставі геометричних розмірів топки можна визначити теплове навантаження промене сприймаючої поверхні зони активного горіння:

$$q_{\text{лг}} = \frac{Q_n^p \cdot B_p}{2 \cdot (a_{mn} + b_{mn}) \cdot Z_{\text{яp}} \cdot h_{\text{яp}} + 1,5 \cdot a_{mn} \cdot b_{mn}};$$

$$q_{\text{лг}} = \frac{4223,5 \cdot 24,48}{2 \cdot (7,015 + 6,93) \cdot 2 \cdot 2,9 + 1,5 \cdot 7,015 \cdot 6,93} = 0,533 \text{ МВт/м}^2.$$

Концентрація оксидів азоту (мг/м^3) розраховується при коефіцієнті надлишку повітря 1,02 – при номінальному навантаженні – без застосування яких-небудь заходів щодо зниження шкідливих викидів по формулі (при $q_{\text{лг}}$ в межах $0,5 < q_{\text{лг}} < 3,0 \text{ МВт/м}^2$ при спалюванні газу):

$$C'_{NO_x} \frac{C_{NO_x}}{K_m} = 613 \cdot q_{\text{лг}}^{0,88}.$$

Отриманий результат доповнюється коефіцієнтами, які враховують:

- теплову продуктивність топки

$$K_{\text{м}} = 1 - \exp\left[-\frac{1,5 + Q^{0,41}}{7,1}\right],$$

$$Q = B_p \cdot Q_n^p,$$

$$Q = 24,48 \cdot 4223,5 = 10,3 \text{ МДж/м}^3,$$

$$K_{\text{м}} = 1 - \exp\left[-\frac{1,5 + 10,3^{0,41}}{7,1}\right] = 0,44 \text{ МДж/м}^3;$$

- температуру повітря що поступає в пальник (при $T_{\text{в}} < 620\text{K}$):

$$K_{\text{зв}} = 1 - 0,001 \cdot (620 - T_{\text{в}});$$

$$K_{\text{зв}} = 1 - 0,001 \cdot (620 - 573) = 0,953 \text{ К};$$

- коефіцієнт надлишку повітря:

$$K_{\alpha} = 1,35 - 43 \cdot (\alpha - 1,09)^2 + 2 \cdot (\alpha - 1,09);$$

$$K_{\alpha} = 1,35 - 43 \cdot (1,02 - 1,09)^2 + 2 \cdot (1,02 - 1,09) = 1,28;$$

- рециркуляцію:

$$K_r = 1 - a_{\text{реци}} \cdot r;$$

$$K_r = 1 - 0 \cdot 0 = 1;$$

- ступінчасте спалювання:

$$K_{cm} = 1 - a_{cm} \cdot \delta;$$

$$K_{cm} = 1 - 0 = 1;$$

- подачу вологи:

$$K_{\text{вл}} = 1 - a_{\text{вл}} \cdot g;$$

$$K_{\text{вл}} = 1 - 0 = 1;$$

- дійсне навантаження котла:

$$K_N = \left(\frac{D_p}{D_n} \right)^{1,25};$$

$$K_N = \left(\frac{33,3}{41,6} \right)^{1,25} = 0,76;$$

Концентрація оксидів азоту з урахуванням коефіцієнтів:

$$C_{NO_x} = C'_{NO_x} \cdot K_m \cdot K_{\text{св}} \cdot K_{\alpha} \cdot K_r \cdot K_{cm} \cdot K_{\text{вл}} \cdot K_N;$$

$$C_{NO_x} = 613 \cdot 0,44 \cdot 0,953 \cdot 1,28 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,76 = 250,1.$$

Таким чином, виходячи з розрахунків окислів азоту при виборі конструкції, кількості, продуктивності і компоновки пальників у поєднанні з уприскуванням води або пари, здійснений в проекті з позиції отримання максимально можливого ефекту, можна зменшити утворення шкідливих викидів в 1,3-1,5 рази для котлів даного типу.

Питання для самоконтролю?

1. Яким правилам підпорядковується експлуатація газового господарства?
2. Назвіть допустимі величини температур, відносної вологості і швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень?
3. Назвіть допустимі величини рівнів шуму в котельному цехі та в щиті управління ?
4. Перелічіть ефективні методи боротьби з оксидами азоту при спалюванні рідкого і газоподібного палива ?

ГЛАВА 10

ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

10.1. Визначення інвестицій на спорудження об'єкта I_{Σ}

Загальна розрахункова формула має вигляд:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{об.}} + I_{\text{тр.-монт.}},$$

де I_{Σ} – загальна сума інвестицій на спорудження об'єкта;

$I_{\text{об.}} = 15 \times 10^6$ грн – інвестиції на обладнання об'єкта (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$I_{\text{тр.-монт.}} = 0,2 \times 15 \times 10^6$ грн – витрати на транспортно-монтажні роботи (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”).

$$I_{\Sigma} = 15 \times 10^6 + 0,2 \times 15 \times 10^6 = 18 \times 10^6 \text{ грн.}$$

10.2 Визначення річних експлуатаційних витрат

Усі витрати, пов'язані з функціонуванням обладнання протягом року називають експлуатаційними витратами. Вони включають в себе такі складові:

- витрати на всі види енергетичних ресурсів, необхідних для здійснення виробничого процесу, т.н. ресурсна складова; $Z_{\text{Е.н.}}$
- витрати на обслуговування технологічного обладнання, його огляди, регулювання, невеликий ремонт та ін.; $Z_{\text{РТО}}$
- витрати, пов'язані з оплатою праці обслуговуючого персоналу з відповідними нарахуваннями; $Z_{\text{опл.пр.}}$
- інші непрямі витрати, пов'язані з адмініструванням, управлінням підприємством, збутом продукції та ін.; $Z_{\text{непр.}}$

Вихідні дані для розрахунку експлуатаційних витрат представлені у вигляді табл. 9.1.

Таблиця 10.1

Вихідні дані для розрахунків експлуатаційних витрат

Найменування показника	Позначення	Величина
1. Паропроизводительность котла, т/г	D	120
2. Встановлена потужність двигунів електроенергії, кВт	N	120
3. Кількість годин роботи блоку з номінальною потужністю, год.ном/год.	T	6000
4. Кількість обслуговуючого персоналу, осіб	K	5
5. Витрата доменного газу, тис. $\text{м}^3/\text{г}$	$V_{\text{пр.газ}}$	134,223
6. Ціна за природний газ, грн/1000 м^3	$C_{\text{пр.газ}}$	6800
9. Інвестиції на спорудження, 10^6 грн	I_{Σ}	1,8
10. Норма річних амортизаційних відрахувань, %	a_n	0,25
11. Середньомісячна зарплата одного працюючого, грн/осіб міс.	$З_{\text{міс.}}$	3000
12. Коефіцієнт нарахувань на заробітну плату	$K_{\text{нар.}}$	0,37
13. Коефіцієнт втрат палива по тракту, %	$K_{\text{втр.}}$	0,02

Розрахункова формула для визначення річних експлуатаційних витрат $З_{\text{екс.}}$ в загальному випадку має вигляд:

$$З_{\text{екс.}} = З_{\text{Е.Н.}} + З_{\text{РТО}} + З_{\text{опл.пр.}} + З_{\text{непр.}}$$

Витрати на первинні енергоносії $Z_{E.H.}$ в загальному випадку складаються з вартості електроенергії, газу, тепла та інших складових, передбачених технологією виробництва в даному проекті:

$$Z_{E.H.} = Z_{E/E} + Z_{паливо}.$$

Витрати на електроенергію $Z_{E/E}$ визначаються за формулою:

$$Z_{E/E} = N_{уст.} \times T_{год.} \times S_{тар.} \times K_{заван.} \cdot (1 + \eta_{втр.}),$$

де $N_{уст.} = 120$ кВт – встановлена потужність споживачів електроенергії, передбачені технологією виробництва, кВт (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$T_{год.} = 6000$ г – річне число годин роботи установки, год. (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$S_{тар.} = 0,9$ грн/кВт г – діючий тариф на електроенергію;

$K_{заван.} = 0,8$ – коефіцієнт завантаження обладнання;

$\eta_{втр.} = 0,02$ – коефіцієнт втрат електроенергії в мережах.

$$Z_{E/E} = 120 \times 6000 \times 0,9 \times 0,8 \times 1,02 = 0,528 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Витрати на паливо (доменний + природний газ) визначаються за формулою:

$$Z_{паливо} = Q_{год.} \times T_{год.} \times C_{газ} \times (1 + K_{втр.газ.}),$$

де $Q_{\text{год.}} = 134,223 \text{ т/г}$ – доменний газ (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$Q_{\text{год.}} = 0,200 \text{ тис.нм}^3/\text{год.}$ – годинна витрата природного газу (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$T_{\text{год.}} = 6000 \text{ год.}$ – річне число годин роботи установки (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$\Pi_{\text{газ}} = 6800 \text{ грн/тис. нм}^3$ – ціна за природний газ (дані взяті в ПрАТ ХКП “Котлоенергопроект”);

$K_{\text{втр.газ.}} = 0,02$ – коефіцієнт втрат газу по тракту.

$$Z_{\text{паливо}} = (134,223 + 0,200 \times 6800) \times 6000 \times 1,02 = 9,14 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Витрати на утримання та експлуатацію обладнання $Z_{\text{РТО}}$ включають в себе всі витрати на поточне обслуговування, регулювання, дрібний і середній ремонт всіх видів технологічного обладнання.

$$Z_{\text{РТО}} = 0,3 \times Z_{\text{аморт.}};$$

$$Z_{\text{РТО}} = 0,3 \times 0,32 \times 10^6 = 0,096 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Величина амортизаційних відрахувань $Z_{\text{аморт.}}$ визначається по рівномірному методу:

$$Z_{\text{аморт.}} = I_{\Sigma} \times \alpha_{\text{осн.}} \times a_H,$$

де $\alpha_{\text{осн.}}$ – частка основних фондів, що підлягають амортизації (орієнтовно 0,7);

a_n – середня норма амортизаційних відрахувань для даного виду техніки (орієнтовно 0,25).

$$Z_{\text{аморт.}} = 1,8 \times 10^6 \times 0,7 \times 0,25 = 0,32 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Витрати на оплату праці з нарахуваннями Зопл.пр. включають всі витрати на оплату праці оперативного персоналу (основних виробничих робітників) з урахуванням основної, додаткової зарплати і соціальних відрахувань з цих сум, передбачених чинним законодавством. Розрахункова формула на даний момент має вигляд:

$$Z_{\text{опл.пр.}} = Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}} + Z_{\text{с.с.}}$$

де $Z_{\text{осн.}}$ – основна заробітна платня обслуговуючого персоналу, яка розраховується прямим рахунком:

$$Z_{\text{осн.}} = P_{\text{обсл.}} \times Z_{\text{міс.}} \times 11,4,$$

де $P_{\text{обсл.}}$ – чисельність обслуговуючого персоналу з урахуванням змінності;

$Z_{\text{міс.}}$ – середньомісячна заробітна платня в розглянутому періоді, грн.;

11,4 – середня тривалість робочого періоду за календарний рік у місяцях з урахуванням тарифної відпустки, компенсація за який виплачується з додаткової заробітної плати.

$$Z_{\text{осн.}} = 5 \times 3000 \times 11,4 = 0,17 \times 10^6 \text{ грн.}$$

$Z_{\text{дод.}}$ – додаткова заробітна платня, яка витрачається на оплату тарифних відпусток і всіх інших оплачуваних невиходів на роботу, передбачених чинним законодавством:

$$Z_{\text{дод.}} = 0,2 \times Z_{\text{осн.}},$$

$$Z_{\text{дод.}} = 0,2 \times 0,17 \times 10^6 = 0,034 \times 10^6 \text{ грн.}$$

$Z_{\text{с.с.}}$ – відрахування на соціальні виплати визначаються за формулою:

$$Z_{\text{с.с.}} = K_{\text{нар.}} \times (Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}}),$$

де $K_{\text{нар.}} = 0,37$ – законодавчо визначений коефіцієнт нарахувань на соціальне страхування від усіх видів заробітної плати.

$$Z_{\text{с.с.}} = 0,37 \times (0,17 + 0,034) \times 10^6 = 0,075 \times 10^6 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{опл.пр.}} = (0,17 + 0,034 + 0,075) \times 10^6 = 0,279 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Непрямі витрати $Z_{\text{непр.}}$ – це витрати на адміністрування, утримання апарату управління, діловодство, представницькі витрати, поштові, банківські нарахування, збутові потреби і т.п. Це непрямі витрати, і визначаються вони непрямым чином по середньому склався співвідношенню:

$$Z_{\text{непр.}} = 0,2 \times (Z_{\text{опл.пр.}} + Z_{\text{РТО}}),$$

$$Z_{\text{непр.}} = 0,2 \times (0,279 + 0,096) \times 10^6 = 0,375 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Розрахунку річних експлуатаційних витрат і собівартості пара (одиниці продукції) представлені у вигляді табл. 9.2.

Таблиця 10.2

Розрахунок річних експлуатаційних витрат і собівартості пара (одиниці продукції)

Найменування показника	Розрахункова формула	Величина
1. Кількість відпущеного пара (паропродуктивність котла $D = 120$ т/г), т/г	$\Xi_{\text{відп.}} = D \times T_{\text{год.}}$	720000
2. Вартість річної витрати палива, $З_{\text{паливо}}$, млн. грн	$З_{\text{паливо}} = Q_{\text{год.}} \times \Pi_{\text{паливо}}$	9,14
3. Розмір основних фондів, I_{Σ} , млн. грн	I_{Σ}	1,8
4. Амортизаційна складова собівартості, $З_{\text{аморт.}}$, млн. грн	$З_{\text{аморт.}}$	0,32
5. Витрати з утримання та експлуатації обладнання, $З_{\text{рто}}$, млн. грн	$З_{\text{рто}} = 0,3 \times З_{\text{аморт.}}$	0,096
6. Кількість працюючих на станції, $P_{\text{обсл.}}$, осіб	$P_{\text{обсл.}}$	5
7. Витрати на оплату праці з нарахуваннями, $З_{\text{опл.пр.}}$, млн. грн	$З_{\text{опл.пр.}} = З_{\text{осн.}} + З_{\text{дод.}} + З_{\text{с.с.}}$	0,279
8. Непрямі витрати, $З_{\text{непр.}}$, млн. грн	$З_{\text{непр.}} = 0,2 \times (З_{\text{аморт.}} + З_{\text{опл.пр.}})$	0,132
9. Витрати електроенергії, млн. грн	$З_{\text{Е/Е}}$	0,528
10. Сумарна величина річних експлуатаційних витрат, $З_{\text{екс.}}$, млн. грн	$З_{\text{екс.}} = З_{\text{Е.Н.}} + З_{\text{рто}} + З_{\text{опл.пр.}} + З_{\text{непр.}}$	10,175

Діаграма структури собівартості одиниці продукції представлено на рис. 10.1

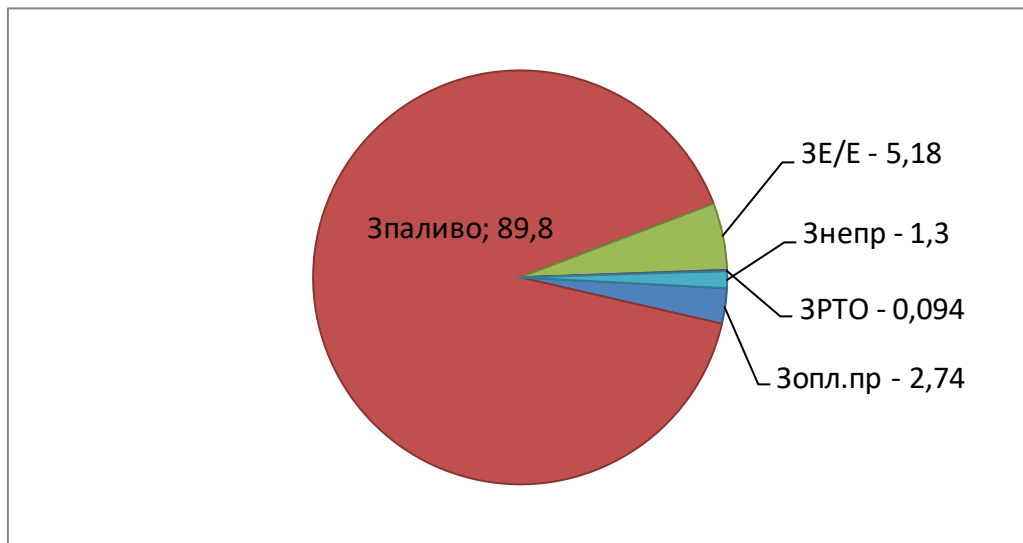


Рисунок 10.1 – Діаграма структури собівартості одиниці продукції

10.3. Розрахунок величини і структури собівартості одиниці продукції

Розрахунок проводиться за укрупненою методикою, так як для докладного калькулювання собівартості продукції немає достатніх вихідних даних:

$$C_{од.} = Z_{екс.} / \Xi_{відп.},$$

де $C_{од.}$ – собівартість відпущеного пара;

$Z_{екс.}$ – річні експлуатаційні витрати;

$\Xi_{відп.}$ – кількість відпущеної пари за рік.

$$C_{од.} = \frac{9,89 \times 10^6}{0,72 \times 10^6} = 14,13 \text{ грн/т.}$$

Виконаний розрахунок структури собівартості одиниці продукції представлений у табл. 3.

Таблиця 10.3

Розрахунок структури собівартості одиниці продукції

Найменування складової витрат	Річні експлуатаційні витрати, млн. грн.	Структура собівартості одиниці продукції, %
1. Річні витрати на паливо, $Z_{\text{паливо}}$	9,14	89,8
2. Річні витрати на електроенергію, $Z_{\text{Е/Е}}$	0,528	5,18
3. Витрати на утримання і обслуговування устаткування, $Z_{\text{РТО}}$	0,096	0,94
4. Витрати на оплату праці з нарахуваннями, $Z_{\text{опл.пр.}}$	0,279	2,74
5. Непрямі витрати, $Z_{\text{непр.}}$	0,132	1,3
ВСЬОГО	10,175	100 %

У собівартості основний відсоток складають річні витрати на паливо. Застосування для котла в якості основного палива доменного газу, який використовується як ВЕР, дає можливість одержання економії коштів.

Питання для самоконтролю

1. З яких двох додатків складається загальна сума інвестицій на спорудження об'єкту ?
2. Назвіть складові експлуатаційних витрат ?
3. Охарактеризуйте діаграму собівартості одиниці продукції ?

ВИСНОВКИ

В навчальному посібнику на основі встановлених досліджень було виявлено тенденції світової енергетики. Наведенні статистичні данні по використанню палива в світі та Україні.

На міжнародній арені основними викликами в енергетичній сфері для світової спільноти є:

- зростаючий попит на енергоресурси на фоні скорочення запасів традиційних енергоносіїв та зростання цін на них;
- підвищення залежності багатьох країн від імпорту енергоносіїв;
- необхідність захисту навколишнього середовища та вирішення проблеми кліматичних змін.

В сучасних реаліях України енергоефективним рішенням є збільшення використання вторичних енергоресурсів там де це можливо. Такі дії приводять до економії основних видів палива (природний газ, кам'яне вугілля, нафта) та коштів які витрачаються на їх видобуток. Для цього в навчальному посібнику був наведений новий спроектований котел, який міг би працювати на різних видах органічного палива.

Котельний агрегат дає можливість спалювати доменний, коксовий та природний газ як в суміші так і окремо. Музут використовувється як аварійне паливо. Основне паливо для котельного агрегату є доменний газ. Паропродуктивність дорівнює 120 т/год, тиск перегрітої пари дорівнює 32 кгс/см², температура перегрітої пари становить 390 °С. ККД парового котла становить $\eta_{ка}=90\%$, що є нормальним показником роботи котла.

Важливим технічним рішенням було встановлення підігрівача доменного газу який забезпечує задовільну температуру факелу. Другим рішенням стало обрання саморегулюючого багатотопливного плоскофакельного пальникового пристроя який забезпечують ефективне спалювання доменного газу.

В економічній частині дипломної роботи розраховані річні експлуатаційні витрати і собівартості продукції.

У розділі охорони праці та навколишнього середовища були розроблені заходи, які забезпечують найбільш безпечну роботу персоналу, експлуатацію обладнання та припустимі параметри шкідливих викидів у навколишнє середовище, що дозволяє забезпечити нормальне безаварійне функціонування котельного агрегату.

Реалізація схожих технічних рішень в мультипаливних котельних агрегатах, з модернізованими топково-пальниковими пристроями дасть можливість спалювати більш широкий спектр палив та отримувати одночасно енергозберігаючий та екологічний ефекти.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Суходоля О.М. Енергоефективність національної економіки: методологія дослідження та механізми реалізації / К.: НАДУ, 2006.
2. Шидловський А.К., Віхорев Ю.О., Гінайло В.О. та ін. “Енергетичні ресурси та потоки. / За ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2003.
3. Бевз С.М., Бондаренко Б.І., Буткевич О.Ф. та ін. Енергоефективність та відновлювальні джерела енергії / За ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007.
4. Energy Information Administration (EIA).
5. Стратегія енергозбереження в Україні / За ред. В. А. Жовтянського, М. М. Куліка. – Київ : Академ. періодика, 2006. – Т. 1. – 510 с.
6. Байков Н. М., Гринкевич Р. Н. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 г. / Н. М. Байков, Р. Н. Гринкевич. – М.: ИМЭМО РАН, 2009. – 82 с.
7. Чоджой М.Х. Энергосбережение в промышленности / пер. с англ. – М.: Металлургия, 1983.
8. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – М.: Энергия, 1973.
9. Гидравлический расчет котельных агрегатов. Нормативный метод.- М.: Энергия, 1978.
10. Аэродинамический расчет котельных установок .Нормативный метод / Под ред. С.И. Мочана – Изд. 3-е «Энергия», Л. 1977.
11. “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды” ОСТ 108.031.08-85
12. ОСТ 108.030.26-78 Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования.
13. Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Виленский Т.В. Компоновка и тепловой расчет парового котла. – М.: Энергоатомиздат, 1998.

14. ГОСТ 12.0.003 – 74* ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ.01.01.75.
15. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ.01.01.89 г.
16. ОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ.01.01.89 г.
17. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: «Стройиздат», - 1992 г.
18. ДБН В.2.5-28-2006. Естественное и искусственное освещение. – М.: «Стройиздат», - 2006 г.
19. ГОСТ 12.1.003-83* ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ.01.01.84 г.
20. СНиП 11-12-77. Защита от шума. – Введ.01.01.79 г.
21. ГОСТ 12.1.012.-90 ССБТ. Методы и средства вибрационной защиты. Классификация. Введ.01.01.79 г.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности. – Введ.01.01.91 г.
23. Справочник по технике безопасности. Под ред. П.А.Долина. – М.: «Энергоиздат», - 1984. – Раздел № 2.
24. Правила устройства и безопасности эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.: «Энергоиздат», - 1989 г.
25. ГОСТ 24570-81. Расчет пропускной способности предохранительных устройств. Введ.01.01.82 г.
26. ГОСТ 14254-69. Энергооборудование под напряжением до 1000 В. Оболочки. Степени защиты. – Введ.01.01.70 г.
27. Правила устройства энергоустановок. – М.:«Энергоатомиздат»,-1987 г.
28. Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей. – ПБЭЭП. – К.: 1997.
29. ГОСТ 14255-69. Аппараты электрические под напряжением до 1000 В. Оболочки. Степени защиты. Введ.01.01.70 г.

30. ГОСТ 12.2.007-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. – Введ.01.01.70 г.
31. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования безопасности. – Введ.01.01.76 г.
32. СНиП 11-45-71. Проектирование промышленных предприятий. – М.: «Стройиздат», - 1972 г.
33. ГОСТ 17.2.1.01-76 ССОП. Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу – Введ.01.01.77 г.
34. Жидецкий В.Ц. «Основы охраны труда». Изд-во «Афиша», - 2001 г., 343 с.
35. Великанов К.М., Власов В.Ф., Карандашова К.С. Экономика и организация производства в дипломных проектах. – М.: «Машиностроение», - 1986 г.
36. Нелидов И.Е. Экономика машиностроения. – М.: Высш.шк., - 1989 г.
37. НАПБ. Б. 03.002-2007. Визначення категорії будівель і споруд по вибухопожежній і пожежній безпеці. – К. Будіздат, 1987.
38. ДБН Б 1.1-7-002 «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва».
39. ДСТУ Б В.25-38: 2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозаходів і споруд.
40. ДСН 33.6.037-99. Государственные санитарно-гигиенические нормы производственного шума, ультразвука и инфразвука.
41. Текстовые документы в сфере учебного процесса. Общие требования к выполнению. СТВУЗ-ХПИ-3.01-2000.-Харьков.-2003.
42. СТВУЗ-ХПИ-3.03.-2006 ССОУП. Текстові документи у сфері навчального процесу. Загальні вимоги до виконання.
43. СТВУЗ-ХПИ-3.03.-2006 ССОУП. Конструкторские документы в сфере учебного процесса. Общие требования.
44. СТВУЗ-ХПИ-3.04.-2006 ССОУП. Форматы. Основные надписи. Требования к выполнению.

45. СТВУЗ-ХПИ-3.06.-2002 ССОУП. Конструкторские документы. Спецификация. Требования к выполнению.
46. СТВУЗ-ХПИ-3.06.-2007 ССОУП. Конструкторські документи у сфері навчального процесу. Схеми.
47. Джигирей В.С. «Екологія та охорона навколишнього природного середовища». Навч. посіб. – 2-ге вид., стер. – К.: Т-во «Знання», КОО, 2002. – 203 с.
48. Закон України «Про охорону праці» від 25.06.92.
49. ДБН В 1.1-07-02. - «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва». К.: 2003. - 41 с.
50. НПАОП – 0.00-1.07-94 «Правила пристрою і безпечної експлуатації судин тих, що працюють під тиском».
51. ГОСТ 24570-81.Клапани запобіжні парових та водогрійних котлів. Технічні вимоги.
52. Арматура енергетична для ТЕС і АЕС. Галузевий каталог. Москва, 1986 р.
53. НПАОП – 0.00-1.08 – 94 «Правила будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів працюючих під тиском ≥ 0.07 МПа і температури ≥ 115 °С».
54. Экономика предприятия: учебник / под ред. А.Е. Карлика, М.Л. Шухгальтера – М.: ИНФРА-М, 2003. – 432 с.
55. Экономика предприятия : учеб. пособ./ С.П Сударкина., Х.: НТУ «ХПИ», 2007.– 362с.
56. Економіка підприємства : учбов. посіб /. С.П. Сударкіна. – Х. : НТУ „ХПІ”, 2011. – 365 с.
57. Указания и контрольные задания по курсу «Защита окружающей среды в теплоэнергетике» : учбов. посіб /. Л.В. Гончаренко – Х. : НТУ „ХПІ”, 2005. – 40 с.